

VIABILIDAD DE LA COGENERACIÓN EÓLICA EN LAS PLANTAS DESALADORAS



Ingeniería Industrial

Autor: Raúl Díaz Hernández

Tutor: Víctor Tribaldos

AGRADECIMIENTOS

Antes de nada quiero dedicar mi más profundo agradecimiento a mis padres y familia, que sin su apoyo y comprensión, no podría haber empezado ni terminado estos estudios.

Si estoy hoy en día presentado el PFC de Ingeniería Industrial, es gracias a la crisis, sí sí, y aunque parezca raro, gracias a la crisis...

Cuando terminé mis estudios de Ingeniería Técnica Industrial, dije que no me pondría a estudiar nunca más, pero tras despedirme en la empresa donde estaba trabajando y tras haber pasado el tiempo, estaba convencido de empezar y terminar lo antes posible con los estudios de Ingeniería Industrial, y así fue como empecé mi segunda etapa de universitario.

Hasta llegar al día de hoy, he pasado un periodo duro de adaptación, de nuevo, al hábito del estudio, pero gracias a mis amigos de la universidad, de esta etapa, Luisma, Abraham, Javier, Sandra, Andrea, Esteban, Juanan, etc., me ha sido todo más fácil con su apoyo y ayuda a comprender muchos términos y conceptos complejos, que había olvidado tras mi etapa de trabajo.

También quiero aprovechar este pequeño espacio dentro de mi proyecto fin de carrera, para agradecer a mi gran amigo Jesús, que estudiando con él he pasado grandes momentos por las bibliotecas de Toledo, siendo este periodo mucho más ameno y distraído, y a mi gran colega el "Tintas", que me ha proporcionado un montón de apuntes y me ha orientado para aprobar un montón de asignaturas.

Y por último, pero no menos importante, quiero agradecerle su tiempo y dedicación a mi tutor del Proyecto, Víctor Tribaldos, que me ha orientado, dirigido y corregido este trabajo, y con el que he aprendido muchas cosillas que seguro que me serán útiles a lo largo de mi carrera profesional.

Por todo lo anterior MIL GRACIAS A TOD@S!!!!



INDICE

INTRODUCCIÓN	3
DESALINIZACIÓN.....	5
INTRODUCCIÓN	5
TECNOLOGÍAS	6
EN EL MUNDO	10
EN ESPAÑA	11
COSTES	14
PROBLEMÁTICAS	16
ENERGÍA EÓLICA	17
INTRODUCCIÓN	17
CONCEPTOS BÁSICOS	18
TECNOLOGÍA.....	20
<i>Energía eólica</i>	<i>20</i>
<i>Límite de Bentz</i>	<i>21</i>
<i>Perfil aerodinámico de las pala</i>	<i>27</i>
<i>Los Aerogeneradores según el número de palas</i>	<i>30</i>
ESTUDIO DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA EÓLICA	33
<i>Curva de funcionamiento del aerogenerador</i>	<i>34</i>
<i>Rosa de los vientos</i>	<i>35</i>
<i>.Curva Weibull.....</i>	<i>37</i>
<i>Cálculos</i>	<i>38</i>
COSTES	40
PROBLEMÁTICAS	42
MERCADOS ELÉCTRICOS	43
COMPRA DE ENERGÍA DE GRANDES CONSUMIDORES	44
VENTA DE ENERGÍA EN RÉGIMEN ESPECIAL	44
ESTUDIOS VIABILIDAD	47
INTRODUCCIÓN	47
ESTUDIO TÉCNICO	50



ESTUDIO ECONÓMICO.....	51
<i>Alimentando la desaladora mediante la energía del parque eólico</i>	<i>53</i>
<i>Vendiendo toda la energía renovable a la Red eléctrica.....</i>	<i>55</i>
CONCLUSIONES.....	57
PRESUPUESTO	61
ALTERNATIVAS	63
BIBLIOGRAFÍA.....	65
APENDICE1: GLOSARIO.....	69
APÉNDICE 2: CÁLCULOS DE AMORTIZACIÓN	77
APÉNDICE 3: CÁLCULOS DETALLADO DE LOS DIFERENTES AHORROS	81

1.

Introducción

Debido a los largos periodos de sequía que tiene España, se tiene la gran necesidad, de encontrar alternativas para abastecer de agua potable a la población, sobre todo en la cuenca mediterránea, las regiones de Murcia, Almería, Alicante, etc., que son las más castigadas por este fenómeno.

Las desaladoras, podrían ser una alternativa para cubrir las necesidades de agua, tanto para consumo humano, como para regadío, ya que España como península, está rodeada de agua salada, que no es apta para ningún tipo de consumo citado anteriormente. El gran problema de las desaladoras, como se detallará más adelante, es que tienen un gran consumo energético, debido a los propios procesos que se utilizan, tanto para turbinar el agua como luego en la desalación del mismo.

Por esto, el objetivo principal de este estudio, es realizar una valoración detallada y actualizada sobre la viabilidad de la cogeneración eólica en las desaladoras. Se centrará en aspectos económicos y técnicos, los aspectos medioambientales no serán objeto de este estudio, aunque siempre estas soluciones cumplirán con las normativas existentes al respecto.



El resultado del estudio de la viabilidad económica, será obtener el porcentaje de ahorro en todo el proceso de desalación del agua, teniendo en cuenta diferentes variables y factores para la obtención de los resultados, como por ejemplo, diferentes tamaños de desaladoras, diferentes configuraciones de alimentación de la potabilizadora, diferentes índices de rentabilidades, etc. A la vez, y para no hacer un estudio muy extenso, se han tenido en cuenta una producción eólica constante, a un precio de venta constante, y el precio de compra de la energía constante.

La decisión de elegir la energía eólica es porque la tecnología está bastante avanzada tecnológicamente y tiene un rendimiento alto, aún con valores de velocidad muy bajos, por ello puede ser una posibilidad para disminuir los altos costes de energía que tienen estas instalaciones y que sean más atractivas para tenerlas en cuenta.

La cogeneración se hace necesaria, puesto que, se puede dar al caso que no hubiese aire, pero haya necesidad de suministro de agua, y éste es una necesidad primaria y se debe de asegurar siempre su disponibilidad y suministro.

2.

Desalinización

Introducción

La desalación se introdujo en España hace ya más de treinta años. Aquellas primeras instalaciones desaladoras, algunas ya desmanteladas, se ven hoy casi con aspecto arqueológico pero fueron las que abrieron este camino de suma importancia, allí donde se ha utilizado. Produjeron un cambio cualitativo fundamental, en la calidad de vida de los usuarios. Fue en Lanzarote y Fuerteventura e inmediatamente en Gran Canaria y Ceuta en el año 70 donde se construyeron las primeras desaladoras basadas en el proceso de evaporación. Desde entonces la desalación ha evolucionado en España de forma continua, debido principalmente al grave desequilibrio entre los recursos hídricos (motivado por la irregular pluviometría de nuestra geografía) y los consumos soportados en ciertas zonas con agricultura intensiva de regadío e infraestructura turística que además consume en la época de menores precipitaciones,

Nuestra situación geográfica permite aprovechar un recurso que, puesto a disposición del consumo humano, resulta prácticamente inagotable: el mar. El principal problema del agua marina radica, entre otros factores, en su alto grado de salinidad. Esto hace

que su consumo sea inviable para el hombre, a menos que esta agua sea tratada en un proceso conocido como "desalinización".

Tecnologías

Una planta de desalinización es una instalación que convierte el agua salada del mar (o salobre) en agua apta para el consumo humano, así como para usos industriales y de regadío.

El proceso de desalinización se puede realizar de acuerdo con uno de los siguientes procesos:

A. Procesos térmicos

Los procesos térmicos imitan el ciclo natural, calentando el agua hasta la producción de vapor que, posteriormente y a través de su condensación, se convierte en el agua producto (desalada).



B. Desalinización por membranas

Existen dos tipos de procesos que utilizan membranas:

- Electrodialisis (EDR)

La electrodialisis utiliza la propiedad de la corriente eléctrica atrayendo los iones salinos disueltos. Al introducir una corriente eléctrica en una solución salina los iones

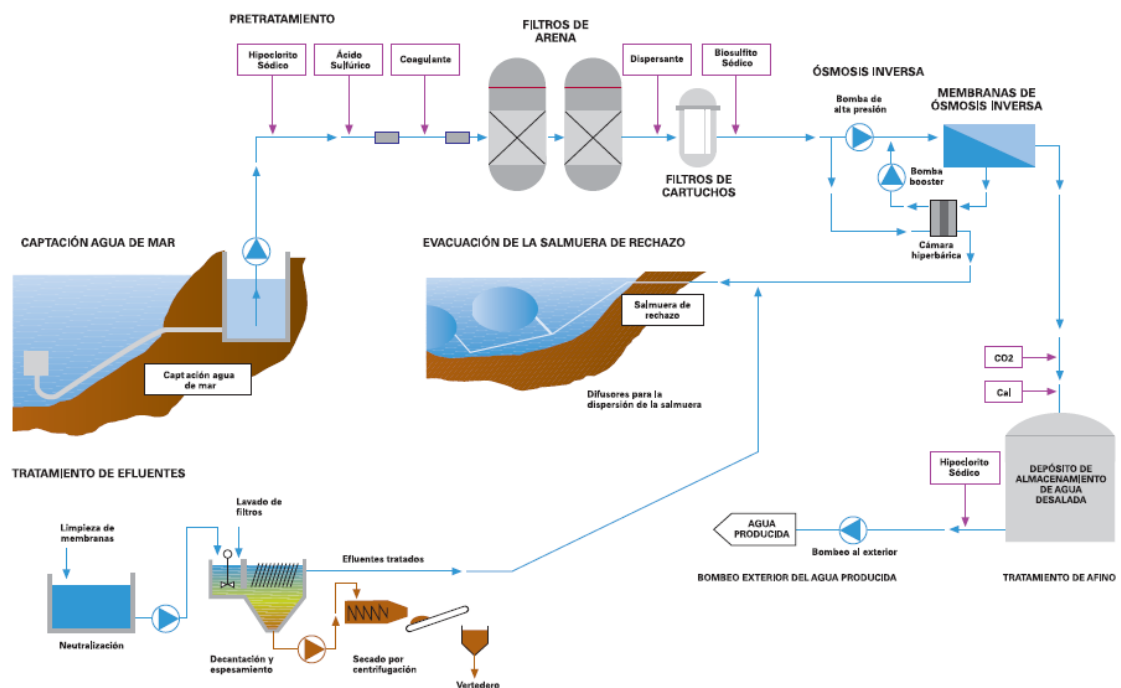
tienden a migrar hacia el electrodo de carga opuesta. La electrodiálisis se utiliza exclusivamente para aguas salobres.

- Ósmosis inversa (RO)

La ósmosis es un fenómeno natural que se produce cuando el agua procedente de una solución menos concentrada pasa, a través de una membrana semipermeable, hacia otra solución de mayor concentración, hasta alcanzar su equilibrio.

La aplicación, por tanto, de una presión exterior superior a la presión osmótica a una solución salina, en dirección opuesta y a través de una membrana semipermeable, produce la separación de una solución más concentrada en sales. Es decir, la ósmosis inversa utiliza la presión para la separación de las sales, dejando pasar el agua desalada a través de las membranas e impidiendo el paso del concentrado (salmuera). La ósmosis inversa se aplica tanto para la desalinización de agua de mar como salobre.

En la siguiente figura, se muestran las diferentes etapas de una desaladora de ósmosis inversa:



- *Toma de agua de mar*

La captación de agua de mar se puede hacer mediante toma abierta o mediante pozos. En relación con el aspecto cualitativo, la toma abierta genera más incertidumbres ya que es más vulnerable a todo tipo de vertidos contaminantes, presenta mayor variabilidad de calidad, y está sujeta a variaciones de temperatura; Por el contrario, el agua de pozo presenta una calidad mejor y es más homogénea.

Ahora bien, desde el punto de vista de la garantía de caudal, las ventajas son para la toma abierta, ya que la experiencia demuestra la dificultad de asegurar el caudal de producción en el agua de pozo por lo que, para plantas de gran tamaño se aconseja la toma abierta de agua de mar, aunque presente el inconveniente de una mayor complejidad en la etapa de pretratamiento.

- *Pretratamiento*

El pretratamiento de una instalación de desalinización está concebido para conseguir los siguientes objetivos:

- Eliminar turbidez y sólidos en suspensión
- Ajustar y controlar el pH
- Inhibir y minimizar la formación de componentes que puedan obstruir o precipitar sobre las membranas
- Impedir desarrollos biológicos en el sistema

- *Sistema de alta presión y recuperación de energía*

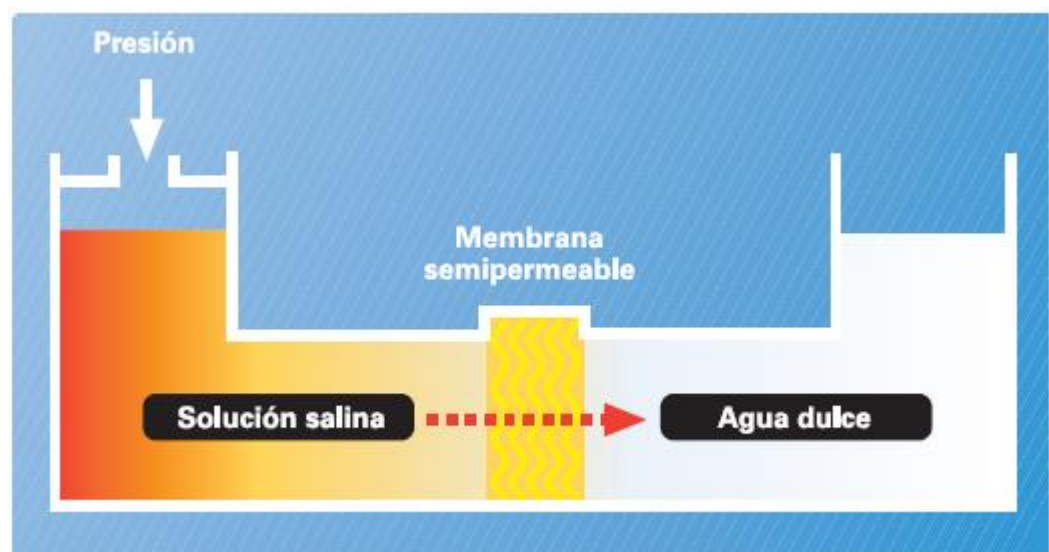
Las bombas de alta presión (60-70 bar) son los equipos que alimentan las membranas de ósmosis inversa a la presión adecuada para que pueda producirse la separación entre el perneado (agua desalada) y el rechazo (salmuera). El gran consumo de energía que se produce en esta fase del proceso ha provocado el desarrollo de diferentes sistemas de recuperación de energía que, desde las turbinas de contrapresión, han evolucionado a las

turbinas tipo Pelton y a sistemas muy recientes de cámaras intercambiadoras de presión. De esta forma, se ha pasado de un consumo específico de 8-9 kWh/m³ en los años ochenta a 3-4 kWh/m³ en las plantas más modernas.

- *Ósmosis inversa*

El proceso de ósmosis inversa es la pieza clave de toda la instalación. Su implantación va en aumento progresivamente, habida cuenta de la positiva evolución tecnológica, tanto de la recuperación energética como de las propias membranas.

En función de las exigencias de calidad del agua desalada y al factor de recuperación (40-50%), se podrán diseñar sistemas de doble paso o de doble etapa, optimizándose así el resultado obtenido.



- *Postratamiento de agua desalada*

El agua osmotizada ha de someterse a una fase de postratamiento para adecuar los parámetros de calidad a los usos a los que se destine el agua producida. El agua

desalinizada se caracteriza por su desequilibrio iónico, bajo pH y alto contenido de CO₂ disuelto, definiéndose por tanto por su agresividad.

Por ello, es necesario la adopción de medidas correctoras mediante técnicas de remineralización que permitan obtener un agua ligeramente incrustante.

- *Vertido de salmuera*

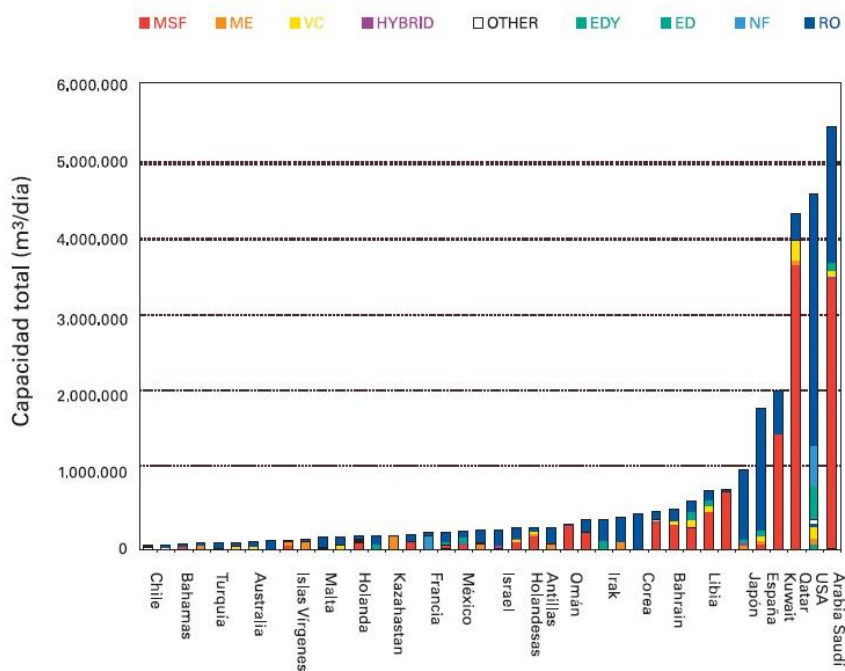
Con los diseños y tecnologías actuales se pueden esperar factores de recuperación del orden del 50%, lo que significa que la concentración de sales en el rechazo es de 70-80 gr/l. El vertido de las salmueras, si bien muy concentrado, representa un pequeño caudal relativo, por lo que no cabe esperar serias amenazas para el medio marino, aunque debe ser controlado para evitar daños en determinadas especies vegetales y, sobre todo, para estudiar la reacción de las posidonias oceánicas.

En el Mundo

A nivel mundial, se están produciendo grandes desequilibrios en la disponibilidad de agua, existiendo por un lado más de mil millones de personas sin acceso al agua potable, e incrementándose por otro lado las demandas, que se han visto sextuplicadas en el último siglo. La población sometida a tensión hídrica (menos de 1.700 m³ por persona y por año) también se sextuplica, afectando a cerca de 2.800 millones de habitantes en el año 2.025.

Todas estas consideraciones obligan a replantearse el modelo de gestión de recursos hídricos a escala mundial, haciendo necesario tomar medidas de contención de la demanda por un lado y, por otro, buscar soluciones tecnológicas que aporten nuevos recursos. Si además se tiene en cuenta que gran parte de la población se establecerá en la franja litoral, la desalinización de agua de mar y salobre se vislumbran como una solución perfectamente viable.

En la siguiente figura se muestran los niveles de desalinización en los diferentes países del mundo, así como del nivel de utilización de cada tecnología en cada país. Se puede apreciar que, España es la quinta potencia mundial en desalinización de agua, por lo que tenemos una tecnología bastante avanzada y desarrollada.



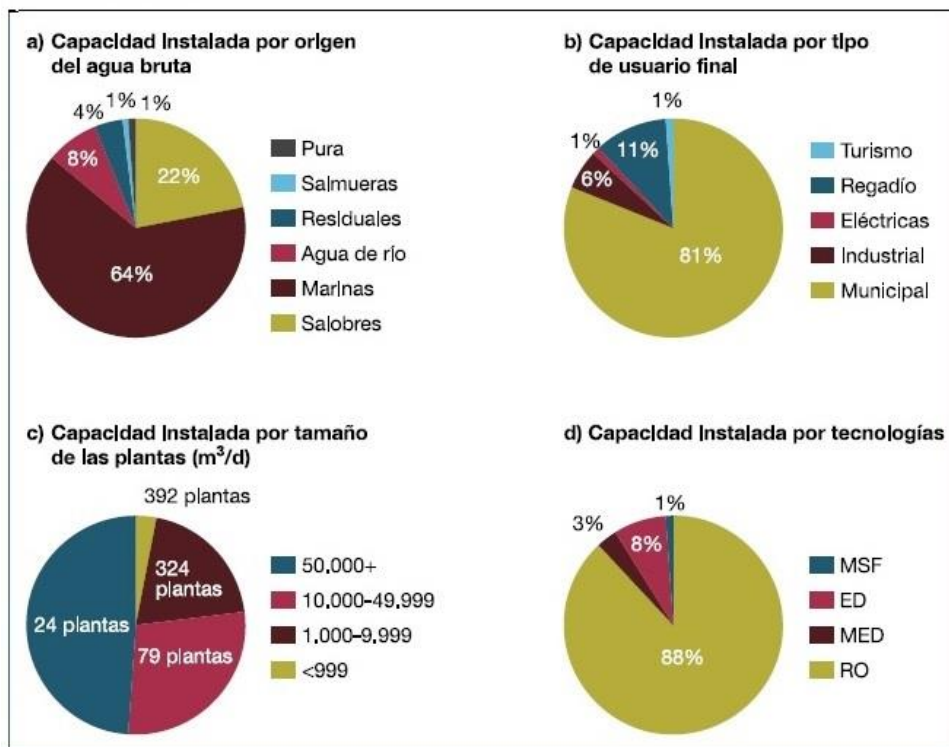
En España

En nuestro país el origen del agua destinada a la producción de agua de consumo humano procede de diversas fuentes: aguas superficiales continentales, aguas subterráneas y aguas costeras. Debido a los efectos del cambio climático está incrementándose el uso, no solo agua de mar para las zonas costeras, sino también el uso de aguas salobres continentales. Para este tipo de aguas, es necesario para su potabilización el uso de tecnologías de membranas: Osmosis inversa, Microfiltración, Ultrafiltración, Nanofiltración, Electrodialisis etc.

En la actualidad existen más de 700 desaladoras funcionando con una capacidad de desalación en torno a 2.033.271 m³/día. En el marco del Programa AGUA del Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino, las actuaciones previstas

supusieron, para el 2009, un aumento de la capacidad de producción de 1.335.200 m³/día, hasta alcanzar una capacidad total instalada próxima a los 3,4 hm³/día.

En la siguiente figura se detallan las capacidades de desalación instaladas en España



Como se puede observar la tecnología más utilizada en la de ósmosis inversa, y la mayor parte del agua desalada se utiliza para uso doméstico, aunque también se utiliza para el regadío, para su uso industrial, etc.

En España, la desalinización ha evolucionado muy positivamente desde que, a principios de los años setenta, se pusieron en marcha las primeras instalaciones diseñadas mediante procesos de tipo térmico (MSF, MED y CV), grandes consumidores de energía con consumos específicos que podían superar los 30-40 Kilowatios/hora por metro cúbico de agua desalada.

En la década de los años ochenta aparecen las primeras instalaciones de ósmosis inversa, ese periodo con las tecnologías de evaporación, principalmente CV, y con

importantes reducciones en el consumo energético (15 kWh/m³ para las plantas de compresión de vapor y 8-10 kWh/m³ para las de ósmosis inversa).

Ahora bien, es en los años noventa, y una vez comprobado el correcto funcionamiento de las membranas, es cuando se da el gran salto a las instalaciones de ósmosis inversa, cuya capacidad de producción ha ido en aumento conforme se ha ido reduciendo el consumo energético.

Ahora en la actualidad estamos con unos consumos entorno a los 4 Kwh/m³, lo que representa una gran reducción, desde las primeras que se construyeron en los años setenta, y por esto, la tecnología de ósmosis inversa es la más utilizada.

Esto se debe a que es la tecnología que necesita menos energía para desaladar el mismo volumen de agua.

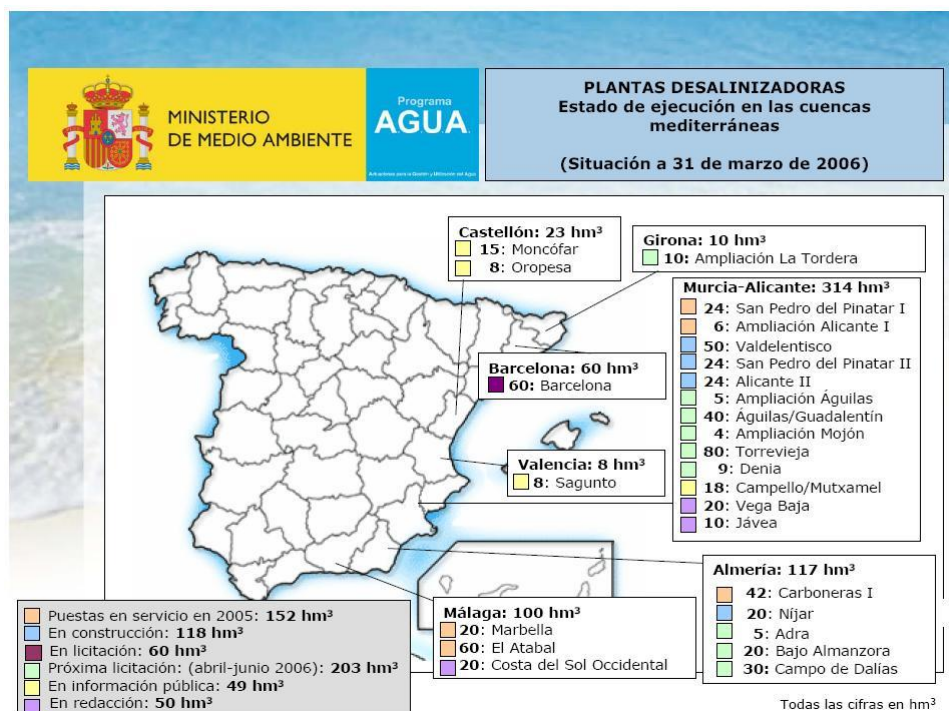
Además se presenta también una tabla con las capacidades de desalación por días y por año, así como de sus consumos de energía.

Listado de desaladoras y m3 desalados	Capacidad	Capacidad año	Consumo
	m3/día	Hm3/Año	Gwh/año
Carboneras	120.000	44	175,2
San Pedro del Pinatar (Murcia)	130.000	47	189,8
Atabal (Málaga)	165.000	60	240,9
Alicante	130.000	47	189,8
Valdelentisco (Murcia)	140.000	51	204,4
Barcelona	200.000	73	292
Torre Vieja	240.000	88	350,4
Águilas	180.000	66	262,8
Bajo de Almazara (Almería)	60.000	22	87,6

El consumo medio de un habitante es 295 l/día, lo que nos da la idea, de la capacidad para abastecer de agua a personas, de una de las desaladoras que anteriormente se han enumerado. Por ejemplo la desaladora de Torre Vieja, que tiene una capacidad de 240.000 m³/día, puede suministrar de agua a 0.82 millones de personas al día. Cabe destacar que el consumo medio por persona ha ido disminuyendo paulatinamente,

gracias a un consumo más racional y, a una mayor eficiencia en los sistemas de distribución de agua.

En la siguiente figura se muestran las ubicaciones de las principales desaladoras, siendo la cuenca mediterránea, el principal foco de instalación de este tipo de instalaciones, debido a que es la zona más castigada por la sequía y la que tiene un acceso al agua del mar más propicio.



Costes

El gran reto de la desalinización es conseguir que el coste del agua desalada sea competitivo con el de otros recursos.

Para conseguir un coste competitivo habrá que minimizar la influencia de la componente energética en dicho coste, tanto en lo que se refiere a costes fijos (término de potencia) como a los costes variables (término de energía).

Si se repercute la amortización de las instalaciones en el precio del agua, se estima que alrededor de 40% del coste total, procede de la energía, mientras que la amortización está comprendida entre un 20% y un 25%. Si no se tiene en cuenta la amortización, entonces la energía representará prácticamente las tres cuartas partes del coste total del agua.

De ahí la importancia de seguir investigando en sistemas que reduzcan aún más el consumo específico del proceso de ósmosis inversa, cuyos últimos logros han permitido alcanzar altos niveles de capacidad de producción.

En la siguiente figura se muestran la distribución de costes de una planta desaladora de ósmosis inversa, que son las mayoritarias en España y, por lo tanto, las que entrarán en nuestro estudio.

Concepto	% respecto al precio total
Personal de operación	5
Mantenimiento y conservación	6
Productos químicos	4
Reposición de membranas y cartuchos	5
Administración y varios	2
Renovación de equipos	2
Amortización financiera	21
Energía	40
C.G y Beneficio industrial	7
IVA	8
TOTAL	100

Con estos porcentajes se puede aproximar que el metro cúbico de agua desalada tiene un coste de 0.61 Euros, a los que habrá que añadir los costes de distribución y mantenimiento respectivos.

Con este precio de agua desalada se pueden establecer los costes de producción de agua potable, por año, en función de la potencia desaladora de la planta, que son los que se muestran a continuación:

Mwh	Gwh/año	Hm3/año	Cobertura (Personas)	Costes de la desaladora al año
65,00	569,40	142,35	1.322.033,90	87.224.992,26 €
30,00	262,80	65,70	610.169,49	40.257.688,73 €
15,00	131,40	32,85	305.084,75	20.128.844,37 €
10,00	87,60	21,90	203.389,83	13.419.229,58 €

Problemáticas

Como se ha podido observar, el principal problema, es la gran cantidad de energía que gasta, y por lo tanto, el precio de agua desalada es muy alto, y no es competitivo, por ejemplo para utilizarlo en grandes industrias, o para el regadío, porque los productos no saldrían a precio competitivo.

Como consecuencia, habrá que intentar que este precio sea lo más bajo posible. Esto se puede hacer mediante dos maneras. La primera es bajando el consumo de la central, que está muy complicado, porque esta tecnología está bastante madura. La otra vía es introduciendo una energía alternativa que baje el precio de la energía, que es el objeto de este proyecto.

Además otra problemática que tiene esta tecnología, es que el consumo de agua describe una curva que nos es constante a lo largo del día e incluso depende de la estación del año y de la zona del país. Por ejemplo, en la cuenca mediterránea el consumo será mucho mayor en la temporada alta de verano de vacaciones.

3.

Energía Eólica

Introducción

Frente a la mayoría de los pronósticos realizados hace apenas unos años, hoy la energía eólica no solo crece de forma imparable en España y bate todos los récords, sino que además se ha convertido en la mejor demostración de que las energías renovables pueden contribuir a transformar el modelo energético tradicional. Y esto en un momento en el que el precio del petróleo supera los 90 dólares el barril. Hoy en día en España hay unos 21.091 megavatios (MW) y con una energía adquirida de 41.799 GWh.

Cada vez que se vierte la energía de los parques eólicos en la red eléctrica, esto supone miles de toneladas de CO₂ que se dejan de emitir a la atmósfera porque se ha sustituido una o varias centrales térmicas de combustión convencionales que estarían funcionando si no hubiese aerogeneradores.

De todas maneras y viendo los beneficios anteriormente comentados, uno de los mayores desafíos del sector es conseguir dar mayores garantías de estabilidad

conjunta al sistema eléctrico. Para ello, se trabaja en la mejora de la predicción de la energía eólica para dar previsiones de producción, en la adaptación de los parques a las crecientes exigencias de la red eléctrica y en la búsqueda de soluciones para llegar a almacenar la energía extraída del viento; como, por ejemplo, mediante hidrógeno a alta presión

Además, el instalar aerogeneradores, tiene también un impacto negativo para el medio ambiente, sobre todo el impacto visual y la huella que deja en el paisaje del entorno, porque hay que realizar cimentaciones, zanjas, hay que montar los gigantescos aerogeneradores, etc.

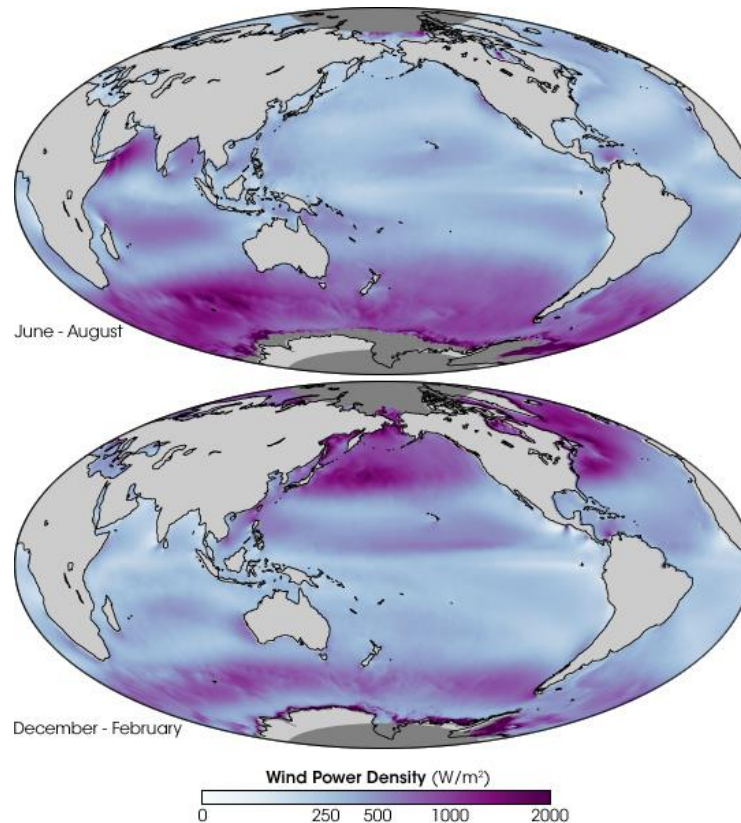
Conceptos básicos

Si se colocan seis aerogeneradores imaginarios de última tecnología (1,5 MW de potencia y 77 metros de diámetro de rotor) en cada kilómetro cuadrado de las áreas terrestres con los mejores vientos del planeta, la potencia eléctrica que se obtendría sería de 72 teravatios (TW), que son 72 billones de vatios, y podría reemplazar 54.000 millones de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep). Es decir: el aprovechamiento del viento cubriría diez veces el consumo de electricidad mundial del año 2002 (14.700 TWh). Para ello, habría que colocar nada menos que 48 millones de turbinas, en un espacio de 8 millones de km², una extensión equivalente a 16 veces España, si bien el terreno realmente afectado por infraestructuras eólicas no superaría los 250.000 km²: 0,0005 veces toda la superficie del planeta. Este es un mero ejercicio teórico, pero sirve para hacerse una idea de los enormes recursos eólicos disponibles sobre la Tierra. Para conseguir aprovechar la mayor parte posible de ellos, resulta esencial entender el comportamiento de ese fluido transparente, incoloro e inodoro, que se mueve paralelamente a la superficie terrestre: el viento.

En realidad, y una vez más, la existencia del viento en el planeta es consecuencia de la acción del Sol, pues es la radiación de esta estrella, en combinación con otros

factores como la inclinación y el desplazamiento de la Tierra en el Espacio o la distribución de los continentes y los océanos, lo que activa la circulación de las masas de aire en el globo al calentar de forma desigual las distintas zonas de la superficie y de la atmósfera terrestres. El aire que más se calienta se vuelve más ligero (al agitarse sus moléculas y perder densidad) y se desplaza hacia arriba, siendo ocupado su lugar por masas más frías.

A gran escala, existe una serie de corrientes de viento dominantes que circulan por todo el planeta en capas de la estratosfera. Estos vientos globales se rigen por los cambios de temperatura y de presión atmosférica, pero también por otros factores, como la fuerza de Coriolis, que hace que, visto desde el Espacio, el viento del hemisferio norte tienda a girar en el sentido de las agujas del reloj cuando se acerca a un área de bajas presiones y el del hemisferio sur lo haga en dirección opuesta.



Tecnología

Energía eólica

Aproximadamente el 2% de la energía que llega del sol se transforma en energía cinética de los vientos atmosféricos. El 35% de esta energía se disipa en la capa atmosférica a tan solo un kilómetro por encima del suelo. Del resto se estima que por su aleatoriedad y dispersión solo podría ser utilizada 1/13 parte, cantidad que hubiera sido suficiente para abastecer 10 veces el consumo de energía primaria mundial del año 2002 (10.000 Mtep), de ahí su enorme potencial e interés.

La masa de aire en movimiento es energía cinética que puede ser transformada en energía eléctrica.

Al incidir el viento sobre las palas de una aeroturbina se produce un trabajo mecánico de rotación que mueve a su vez un generador para producir electricidad. La cantidad de energía que contiene el viento antes de pasar por un rotor en movimiento depende de tres parámetros: la velocidad del viento incidente, la densidad del aire y el área barrida por el rotor, según se muestra a continuación:

$$P = \frac{1}{2} \rho S V^3$$

P: potencia en W

ρ : densidad del aire (1,225 Kg/m³ aprox. A 15°C)

S: Superficie barrida por las aspas en m².

V: Velocidad del viento en metro/seg

Pero, ¿De dónde se obtiene esta fórmula?

Partimos de la ecuación de la energía cinética:

$$E = \frac{1}{2} m v^2$$

A la vez se sabe que el flujo de un fluido que atraviesa una sección es:

$$m/t = v \cdot \rho \cdot S \cdot V$$

m: masa (Kg)

t: tiempo (seg)

v: velocidad (metro/seg)

S: superficie (m²)

Por último la potencia viene definida por la siguiente relación:

$$P = \frac{E}{t} = \frac{\frac{1}{2}mV^2}{t} = \frac{1}{2}\rho SV^3$$

La velocidad a la que el aire pase por las palas resulta determinante, pues la energía cinética del viento aumenta proporcionalmente al cubo de la velocidad a la que se mueve. Por ejemplo: si la velocidad se duplica, la energía será ocho veces mayor.

Límite de Bentz

La energía cinética contenida en el viento es muy grande. Sin embargo, no puede ser extraída toda por los aerogeneradores. Primero porque esto implicaría detener por completo el viento, lo que impediría que éste pasara de forma continua a través de las palas de la turbina; de hecho, y según el Límite de Betz, puede teóricamente obtenerse, como máximo, el 59% de la energía que llega al rotor.

Para demostrar este límite, se parte de la energía cinética que tiene una masa de aire con una velocidad v:

$$E = \frac{1}{2}mv^2$$

La teoría de la cantidad de movimiento, en la que se basa el razonamiento del aprovechamiento de la energía eólica, se fundamenta en las hipótesis de Rankine y Froude:

- Se supone el aire como un fluido ideal sin viscosidad, en todo el plano fluido, salvo en las proximidades muy inmediatas al plano del rotor.
- El movimiento en todo el campo fluido es subsónico y a muy bajos números de Mach, lo que nos permite en este caso considerar al aire como prácticamente incompresible, y en consecuencia, su densidad constante en todo el campo. El problema fluido térmico está desacoplado del problema fluido mecánico. No tiene en cuenta la variable temperatura.
- El movimiento del fluido es estacionario, es decir, no depende del tiempo. En consecuencia, todas las variables dependen sólo del punto del espacio donde se calculen.
- No tiene en cuenta la velocidad de rotación el rotor ni tampoco la de su estela.
- Contempla al rotor como un ente especial, más concretamente como un disco “poroso” o disco “límite”, al cual se llegaría colocando en él infinitas palas a su vez infinitamente delgadas.
- Las magnitudes empleadas para representar las variables fluidas en una sección recta determinada del tubo de corriente considerado, son magnitudes equivalentes de su perfil de distribución a lo ancho de dicha sección.

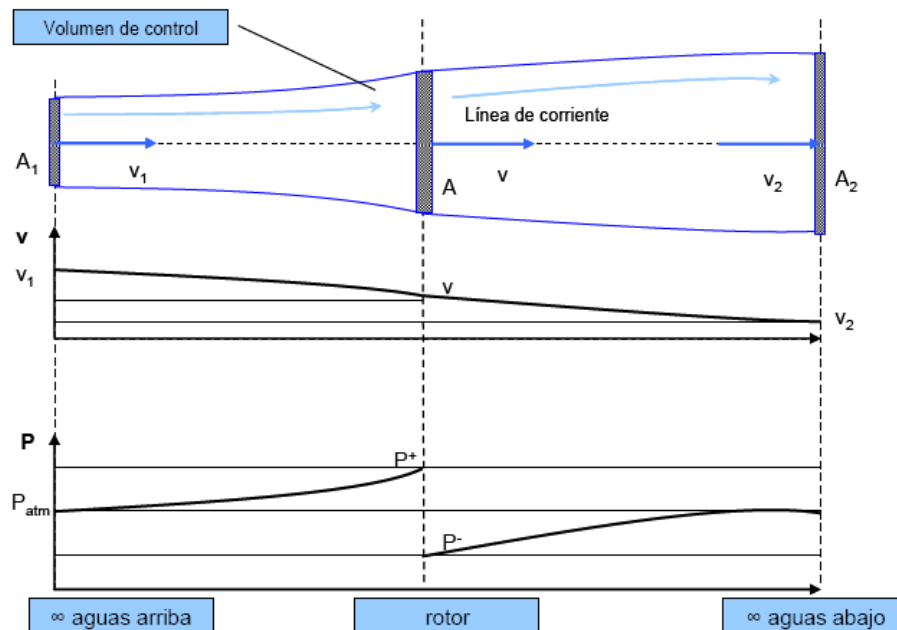
Se define la potencia eólica disponible como la energía ligada al viento que fluye por unidad de tiempo.

$$P = \frac{E}{t} = \frac{\frac{1}{2}mV^2}{t} = \frac{1}{2}\rho SV^3$$

Se define como energía eólica aprovechable la parte de energía eólica que puede capturar el rotor del aerogenerador por unidad de tiempo:

$$P_a = \frac{1}{2}\rho SV^3 C_p$$

C_p , es el coeficiente de potencia del aerogenerador. Su valor oscila entre 0 y 0,5925, y se define como el rendimiento con el cual funciona el aerogenerador, e indica la potencia que captura el rotor respecto la potencia total que posee el viento incidente. El coeficiente de potencia máximo C_{pmax} se llama límite de Betz, y es igual a 0.5925, como se demostrará más adelante. La conclusión es que del viento sólo se puede aprovechar en el rotor una potencia máxima inferior al 60%.



Se puede observar que nuestro volumen de control está limitado por una superficie A_1 situada en el infinito aguas abajo, por una superficie A_2 situada en el infinito aguas arriba y por la envolvente que cierra el tubo de corriente. Dicho tubo de corriente pasa por un plano intermedio donde se sitúa el rotor, representado por el área A . Se representa también la velocidad a lo largo del volumen de control, que va variando, ya que el fluido va perdiendo energía durante su trayecto, y esto se manifiesta como una pérdida de su energía cinética.

Por último se observa la variación de la presión desde una presión atmosférica en el infinito aguas abajo, aumentando hasta un valor P^+ que alcanza en la cara anterior al rotor, debido a una compresión en dicha zona, por el obstáculo que el rotor supone para la corriente de aire. En la superficie A del esquema, se produce un cambio brusco

de presión, como consecuencia de la energía que intercambia el fluido con el rotor, se pasa de una presión P^+ a una presión P^- . Finalmente, el fluido aumenta su presión hasta alcanzar de nuevo la presión del ambiente en el infinito aguas arriba. Tomando las ecuaciones que describen el proceso tenemos:

- Potencia eólica disponible

$$P_a = \frac{1}{2} \rho S V^3 C_p$$

- Ecuación de continuidad

$$A_1 \cdot v_1 = A \cdot v = A_2 \cdot v_2$$

- Ecuación de la cantidad del movimiento

$$\dot{m} = \rho A v$$

- Fuerza del fluido en el disco

$$|F| = m \Delta v = \rho A \dot{v} \cdot (v_1 - v_2) \quad [3]$$

$$|F| = (P^+ - P^-) \cdot A \quad [4]$$

- Ecuaciones de Bernoulli

$$P_1 + \frac{1}{2} \rho v_1^2 = P^+ + \frac{1}{2} \rho v^2$$

$$P^- + \frac{1}{2} \rho v^2 = P_1 + \frac{1}{2} \rho v_2^2$$

$$P^+ - P^- = \frac{1}{2} \rho (v_1^2 - v_2^2) \quad [5]$$

Si se combinan las ecuaciones [4] y [5] se obtiene:

$$|F| = \frac{1}{2} \rho (v_1^2 - v_2^2) \cdot A \quad [6]$$

Ahora combinamos [3] y [6]:

$$v = \frac{1}{2}(v_1 + v_2) \quad [7]$$

De aquí se deduce que la velocidad del viento en el plano del rotor es la semisuma de la velocidad incidente en el infinito aguas arriba y aguas abajo.

- Como la potencia absorbida por el rotor es $W = F \cdot v$, obtenemos con [6] y [7]:

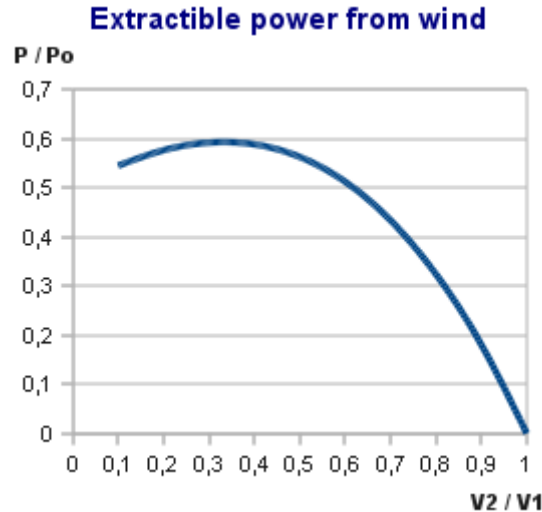
$$W = \rho A \frac{1}{2}(v_1 + v_2) \cdot \frac{1}{2} \cdot (v_1^2 - v_2^2) \quad [8]$$

La potencia absorbida viene determinada por la ecuación 8, y observamos que dada una velocidad de viento determinada v_1 , que no podremos modificar, ya que depende de la meteorología; tendremos que escoger un diseño del aerogenerador, de forma que el valor obtenido de v_2 , maximice el gasto másico a través del disco, pero que también minimice la pérdida de energía cinética a lo largo de la estela. Es decir, ¿qué valor de v_2 nos hace máxima la potencia absorbida por el rotor.

Si definimos $K = \frac{v_2}{v_1}$, tenemos la potencia obtenida por el rotor:

$$W = \frac{1}{4} \rho A \cdot v_1^3 \cdot (1 + k) \cdot (1 - k^2)$$

Calculando el máximo mediante $\frac{dW}{dk} = 0$, se obtiene: $v_2 = \frac{1}{3} v_1$



La expresión del máximo trabajo absorbido por el rotor se cumple para $v_2 = \frac{1}{3}v_1$ quedando la expresión:

$$W = \frac{1}{4} \rho A \cdot v_1^3 \cdot (1 + k) \cdot (1 - k^2) = \frac{8}{27} \rho A \cdot v_1^3$$

Por último, recordando la definición del coeficiente de potencia de un aerogenerador, obtenemos para el caso límite de máxima potencia absorbida en el rotor: el límite de Betz:

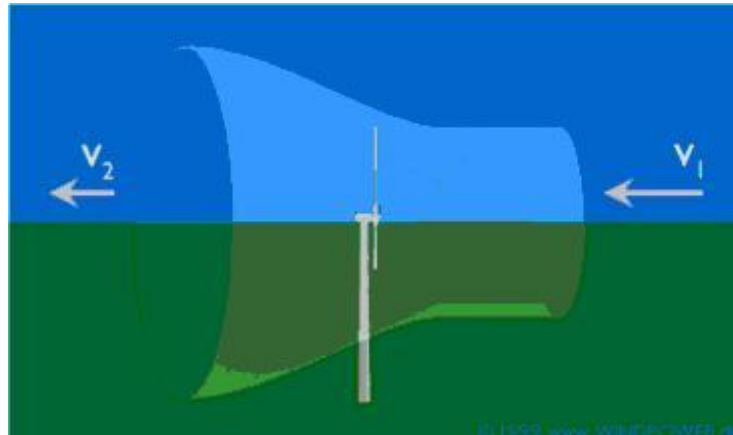
$$C_{p,max} = \frac{W_{max}}{\frac{1}{2} \rho A v_1^3} = \frac{\frac{8}{27} \rho A v_1^3}{\frac{1}{2} \rho A v_1^3} = \frac{16}{27} = 0.5925$$

Queda demostrado que la máxima potencia, proveniente del viento, que puede captar el rotor de un aerogenerador ideal es del 59.25%.

Además del límite de Betz, también se pierde parte de energía en el proceso de transformación de la energía en la máquina. Al final, hoy en día, un aerogenerador aprovecha cerca del 40% de la energía almacenada en el viento. Un porcentaje muy alto, pues supone extraer la gran mayoría una vez aplicado el Límite de Betz.

Perfil aerodinámico de las pala

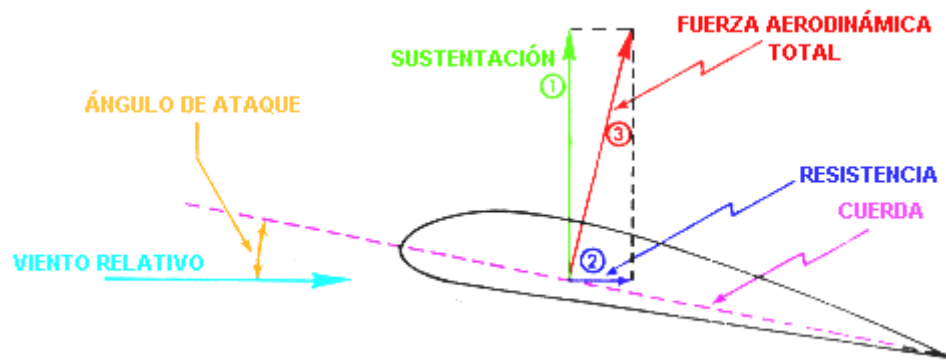
Como se puede observar en la figura siguiente, la dirección del viento tiene que ser perpendicular a la sección de las aspas del aerogenerador:



Las palas de un aerogenerador no son muy distintas de las alas de un avión. Y es que el diseño de una turbina le debe mucho a la tecnología aeronáutica, aunque luego haya sido adaptada de forma específica a las condiciones en las que trabajan estas máquinas. De hecho, los aerogeneradores modernos utilizan principios aerodinámicos procedentes de la aviación para mejorar la eficiencia de los rotores, como el de sustentación.

Las fuerzas aerodinámicas que pueden aparecer sobre un perfil se descomponen en:

- Una componente perpendicular a la corriente incidente en el infinito aguas arriba, denominada sustentación L (de lift en inglés) y considerada positiva si es hacia el extradós.
- Una componente en la misma dirección y sentido de la corriente incidente sin perturbar, denominada resistencia D (de drag en inglés).



La resistencia aparece siempre, pero la sustentación únicamente si el perfil forma un ángulo de ataque α con la corriente sin perturbar, es decir, en el infinito corriente arriba.

Este ángulo se mide con respecto a la línea de sustentación nula, que es aquella dirección de la corriente relativa al perfil que no provoca sustentación. La línea de sustentación nula forma un ángulo α_0 con la cuerda.

Un perfil simétrico tiene una línea de sustentación nula coincidente con su cuerda, como es lógico en virtud de su simetría. No es así para un perfil con curvatura, antes bien, su línea de sustentación nula pasa por su borde de fuga y por un punto de la línea de curvatura próximo a su máximo. Puede presentar sustentación una placa plana sin espesor y un perfil simétrico, pero lo hace más adecuadamente un perfil con curvatura y espesor.

Además de las fuerzas aparece un momento de encabritamiento M que en circunstancias normales tiende a aumentar el ángulo de ataque.

A menudo se usa otro ángulo para describir la orientación frente a la corriente que es el ángulo de incidencia cordal i , a veces denominado también ángulo de ataque, y está formado por la cuerda (u otra referencia puramente geométrica con lo que no es cordal) y la corriente sin perturbar. Su uso facilita las labores metrológicas y constructivas

Cuando un perfil aerodinámico se enfrenta a la corriente con ángulos de ataque pequeños, la corriente, le rodea suavemente, describiendo un flujo laminar aproximadamente bidimensional, salvo eventualmente en una capa muy delgada junto a la pared, denominada capa límite, donde los efectos viscosos son dominantes y donde puede aparecer turbulencia. Fuera de ella domina la inercia del fluido y por lo tanto podemos aplicar la fórmula de Bernoulli.

Por ello, podemos comprender que un perfil con ángulo de ataque desarrolle sustentación, por obligar al extradós a una aceleración mayor que el intradós, pues le supone un mayor estrechamiento a su paso. También se puede argumentar que el fluido tiene que recorrer más longitud por el extradós, lo que exige mayor velocidad y por lo tanto menos presión. También se puede añadir a estos argumentos la fuerza centrífuga del fluido por el efecto de giro que impone la curvatura del perfil hace que aparezca más depresión en el extradós que en el intradós. Todo ello es manifestación de lo mismo, un flujo que genera una distribución de presión sobre el perfil cuya integración da sustentación neta. La generación de sustentación puede verse desde una perspectiva global, quizás más entendible. El borde de salida impone una dirección a la corriente tras el perfil que supone una deflexión a la corriente incidente, es decir, un cambio de dirección. Esta deflexión supone una adición de flujo de cantidad de movimiento perpendicular a la corriente, la cual exige, por reacción, la aparición de la sustentación sobre el perfil.

Esta deflexión de la corriente es local, es decir, se circunscribe a las inmediaciones del perfil. El flujo tiende al de la corriente sin perturbar al alejarnos del perfil.

Del orden de 2/3 de la sustentación se genera por el extradós (succión) y el resto por el intradós (sobrepresión). El extradós es una superficie más importante que el intradós, el no comprender esto retrasó el desarrollo de los perfiles aerodinámicos hasta el siglo XX.

Si el ángulo de ataque del perfil " α " es excesivo, digamos que superior a unos 15° a 20° con respecto a la línea de sustentación nula, la corriente del extradós, no puede seguir los fuertes cambios de dirección que esto supone y se desprende de la

superficie del perfil, dejando de ejercer succión, siendo ocupado su lugar por un fluido que proviene de las inmediaciones, el cual también se desprende. Este movimiento adquiere carácter turbulento tridimensional, altera la distribución de presiones y estropea el funcionamiento del perfil. Como consecuencia se pierde sustentación y aumenta la resistencia. Se dice entonces que el perfil está en pérdida (stall en inglés).

Las aeroturbinas modernas usan la resistencia y la sustentación del viento no solo para extraer la máxima energía, sino también para controlar el funcionamiento de la máquina. Así, en los aerogeneradores de paso variable (en los que las palas pueden girar sobre sí mismas en el buje) basta colocar las palas en un ángulo en el que encuentren la fuerza suficiente para que comiencen a dar vueltas. Por el contrario, si el viento se vuelve demasiado fuerte, entonces se giran en sentido contrario y el rotor se irá frenando.

En el caso de las palas de paso fijo, cuyo anclaje al buje no permite moverlas, el diseño de la pala hace que, llegados a una velocidad de viento alta, sean los propios perfiles los que entren en pérdida, controlando aerodinámicamente la potencia de salida.

Los Aerogeneradores según el número de palas

Los aerogeneradores pueden tener una, dos o más palas con diferentes características y rendimientos.

Los aerogeneradores actuales para producción de energía eléctrica a gran escala más utilizados en el mundo, tienen un número impar de palas, que generalmente suelen ser tres.

- De una pala (Monopala)



Los aerogeneradores Monopala requieren una mayor velocidad de giro para producir la misma energía de salida. Esto supone un inconveniente, ya que introduce en el eje unos esfuerzos muy variables que acorta la vida de la instalación, además de crear desventajas en lo que respecta al ruido como al aspecto visual.

Al tener una sola pala, necesitan de un contrapeso en el lado del buje opuesto a la pala que equilibre el rotor. Obviamente, esto anula el ahorro de peso comparado con un diseño bipala.

- De dos palas (Bipala)



Los diseños de Bipalas tienen la ventaja de ahorro en cuanto a coste y peso, pero, al igual que los monopala, necesitan una velocidad de giro más alta para producir la misma cantidad de energía de salida.

Los aerogeneradores bipala requieren de un diseño más complejo, con un rotor basculante (bujes oscilantes), que tiene que ser capaz de inclinarse para evitar fuertes sacudidas en la turbina cada vez que una de las palas pasa por la torre.

Los ingenieros de los aerogeneradores actuales evitan construir grandes máquinas con un número par de palas, pues pueden dar problemas de estabilidad de la turbina en una estructura rígida.

- De tres palas (Tripala)



La mayoría de los aerogeneradores modernos son Tripala, con el rotor a barlovento, usando motores eléctricos para sus mecanismos de orientación, a este diseño se le llama el clásico “concepto danés”.

La gran mayoría de las turbinas vendidas en los mercados mundiales poseen este diseño de “concepto danés”, el motivo es la fricción con el aire: con tres palas rinden un 4% más que con dos y con 2 palas rinden un 10% más que con una. Otra de las características es el uso de un generador asíncrono.

- Más de tres palas (Multipala)



Las turbinas multipala todavía conservan similitud con los antiguos molinos multipala que se usaban para bombear agua de los pozos.

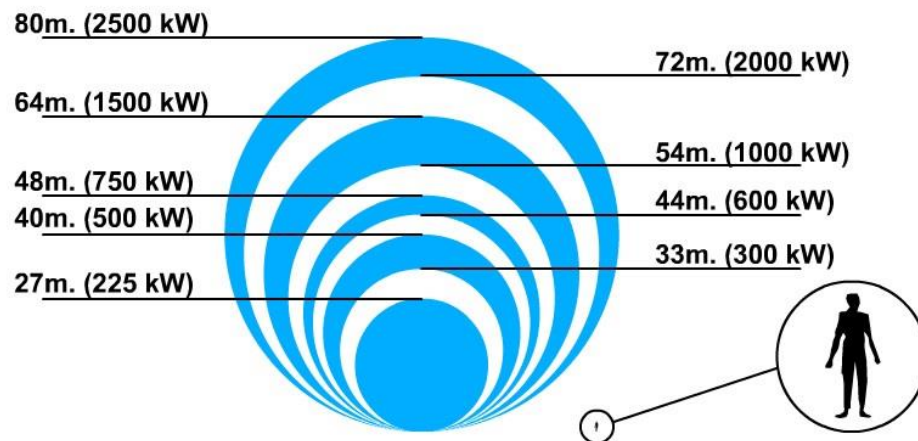
Los nuevos modelos son cada vez más estéticos sin perder eficiencia, como el de la foto a la derecha, el Wind Dancer, una turbina eólica residencial de 8 aspas que ofrece aplicaciones residenciales muy buenas, especialmente para lugares con vientos sin mucha fuerza, y es además virtualmente silenciosa.

Sin embargo, para las grandes producciones eléctricas, como se ha comentado al principio del capítulo, se usan los aerogeneradores de 3 palas, puesto que, poner muchas palas aumenta el coste enormemente, por lo que el uso de 3 palas es el óptimo económicamente.

Estudio de la producción de energía eólica

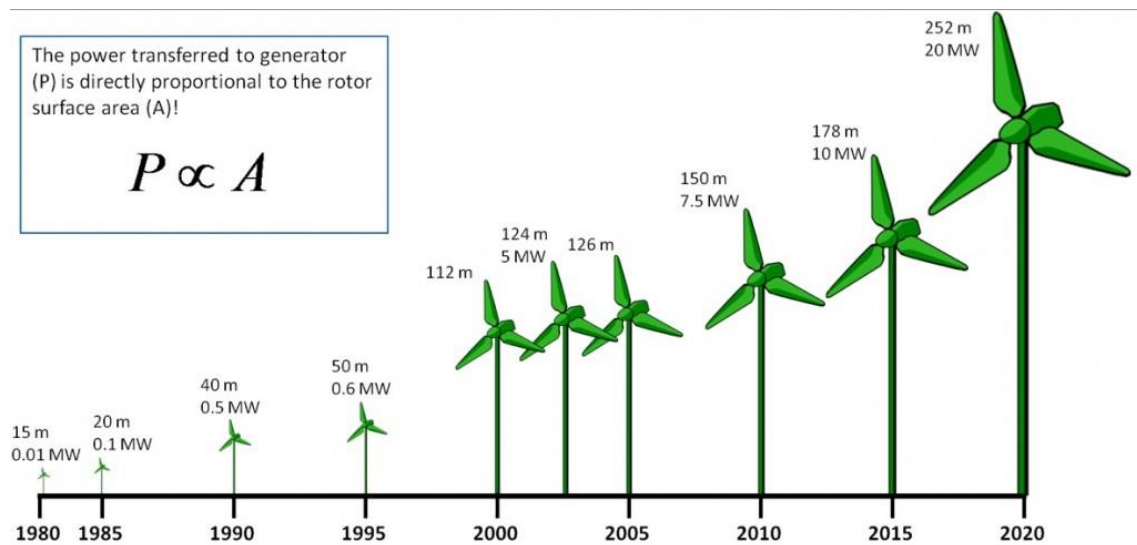
En capítulos anteriores, hemos visto la cantidad de energía que es capaz de sacar un aerogenerador de una masa de aire, incluyendo todas las limitaciones, tales como, el límite de Betz, los rendimientos de los diferentes componentes del aerogenerador, geometría del terreno. También se describieron los factores físicos que intervienen para que, se produzca la transformación de energía cinética del aire a energía de rotación del movimiento de las palas.

Como se comentó anteriormente según tengamos más área barrida por los aerogeneradores, más energía se podrá obtener de la masa de aire. En la siguiente figura se muestra una equivalencia entre el diámetro de las aspas del rotor y la potencia que se puede obtener:



Pero lógicamente, según sea más grande el diámetro de las aspas, más esfuerzos tendremos, y por lo tanto mejores materiales tendremos que utilizar o una tecnología mejor para poder resistir los esfuerzos, por lo que, según avanza la tecnología y los estudios relacionados en este sentido, más grandes y más eficaces pueden ser los

molinos. En la siguiente figura se muestra la evolución y los pronósticos, de la potencia de los generadores:



En la actualidad el molino más grande tiene 5 MW, que es un aerogenerador con mucha potencia, comparado con los primeros que se desarrollaron.

Para el estudio objeto de este capítulo, se necesita estudiar los siguientes aspectos:

Curva de funcionamiento del aerogenerador

Además de las limitaciones físicas y de las limitaciones de rendimientos de las diferentes partes de aerogenerador, hay que estudiar la curva de funcionamiento del mismo, puesto que, tiene un rango de funcionamiento óptimo.

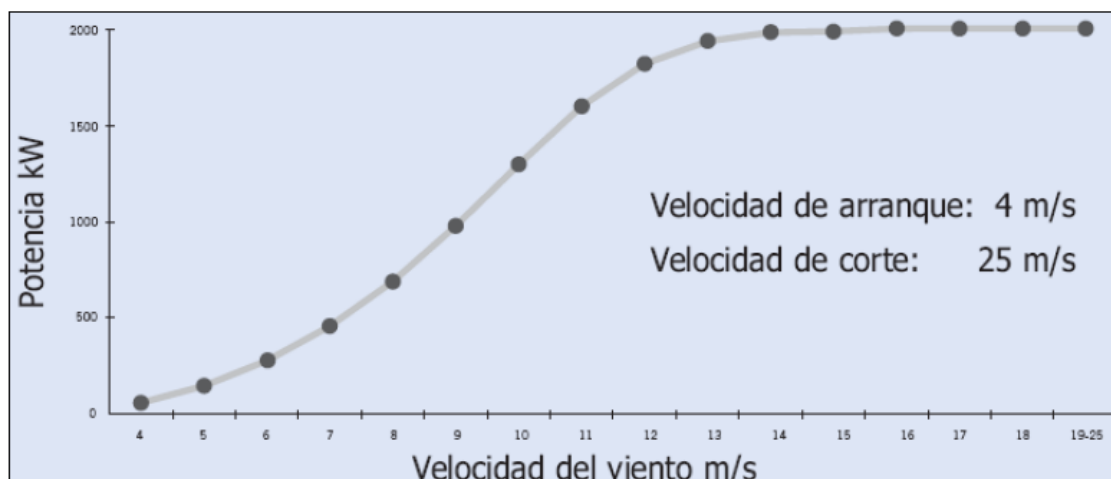
Este rango tiene un límite mínimo, que es una velocidad que sobrepasa, todos los límites de rozamientos estáticos y rendimientos, y empiezan a sacar producción eléctrica. Así mismo tiene un límite superior, que sirve para la protección del propio generador, porque el exceso de energía de rotación podría dañar el equipo y romperlo, y por lo tanto rebasado ese nivel máximo, el aerogenerador se detiene.

El rango de funcionamiento suele ser desde 4m/s, como límite inferior, y hasta 25 m/s, aproximadamente de límite superior, aunque cada generador tiene una curva particular.

El aerogenerador que se ha elegido, es el de 2MW de potencia, porque es un molino bastante maduro, y el más rentable, puesto que está justo en la mitad alta de la horquilla de potencias de molinos disponibles, ya que los que se encuentran en la parte superior todavía no están bien desarrollados y los de abajo, están desfasados y no presentan unos rendimientos adecuados, para la obtención de la energía requerida en este proyecto.

Pero, ¿Qué información se obtiene de la curva del aerogenerador?. Como se ha descrito anteriormente, el molino tiene unos límites y un rango de funcionamiento, en la curva se describe para cada velocidad del viento, la potencia que es capaz de dar el aerogenerador.

A continuación se presenta la curva de funcionamiento del aerogenerador que se estudiará:



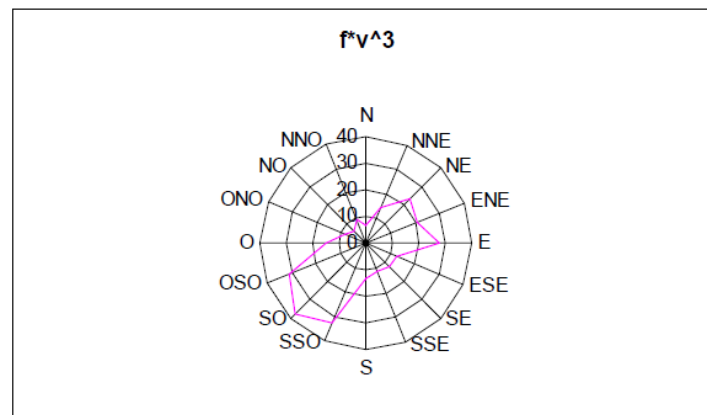
Rosa de los vientos

Para mostrar la información sobre las distribuciones de velocidades del viento y la frecuencia de variación de las direcciones del viento, puede dibujarse la llamada rosa

de los vientos, basándose en observaciones meteorológicas de las velocidades y direcciones del viento.

Como se ha comentado en capítulos anteriores, el viento tiene que ser perpendicular al aérea barrida, por lo que, las otras direcciones en las que sople el aire, no serán útiles para la extracción de la energía, o serán menos eficaces para tal caso.

La rosa de los vientos que se ha tomado de referencia en este proyecto, es la que se muestra a continuación, puesto que, suele ser la más repetida y la más estándar en la península española, y en el caso de estudiar una zona concreta, habría que obtenerla para el sitio en el que se quiera instalar.



La rosa esta dividida en dieciséis sectores, cada uno indicando una dirección del viento.

En este caso, podemos ver que la dirección de viento dominante es la “Suroeste”. Un vistazo a la rosa de los vientos es extremadamente útil para situar aerogeneradores. Si una gran parte de la energía del viento viene de una dirección particular, lo que se deseará, cuando se coloque una turbina eólica en el paisaje, será tener la menor cantidad de obstáculos posibles en esa dirección, así como un terreno lo más liso posible. Sin embargo los modelos eólicos pueden variar de un año a otro, así como el contenido energético (normalmente alrededor de un 10 por ciento). Por lo tanto, lo más conveniente es tener observaciones de varios años para poder obtener una media fidedigna. Los proyectistas de grandes parque eólicos cuentan normalmente con un año de medidas locales y utilizan observaciones meteorológicas a largo plazo de las

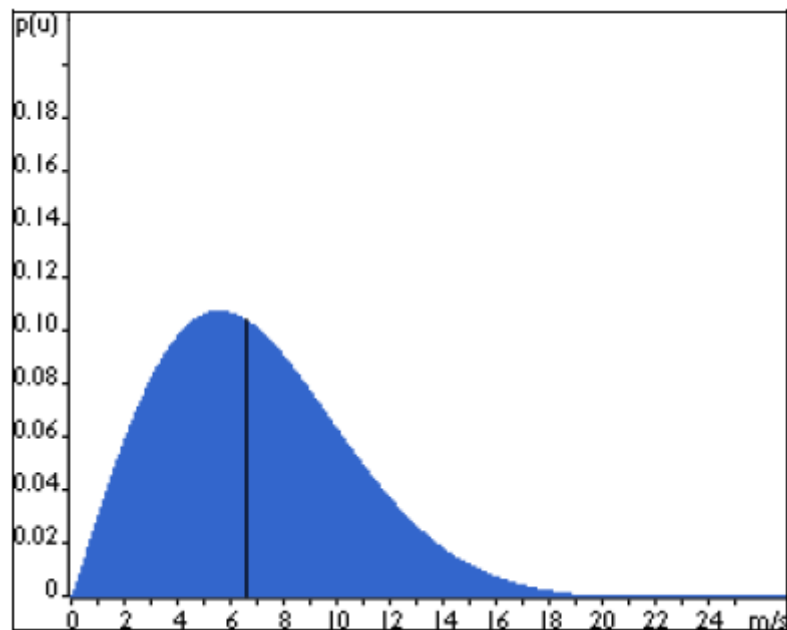
estaciones climáticas cercanas para ajustar sus medidas y obtener así una media a largo plazo fiable.

.Curva Weibull

Para la industria eólica es muy importante ser capaz de describir la variación de las velocidades del viento. Los proyectistas de turbinas necesitan la información para optimizar el diseño de sus aerogeneradores, así como para minimizar los costes de generación. Los inversores necesitan la información para estimar sus ingresos por producción de electricidad. Si mide las velocidades del viento a lo largo de un año observará que en la mayoría de áreas los fuertes vendavales son raros, mientras que los vientos frescos y moderados son bastante comunes.

La variación del viento en un emplazamiento típico suele describirse utilizando la llamada Distribución de Weibull con la media en 7 m/s y con un factor de esparcimiento de $K=2$, denominada Rayleigh.

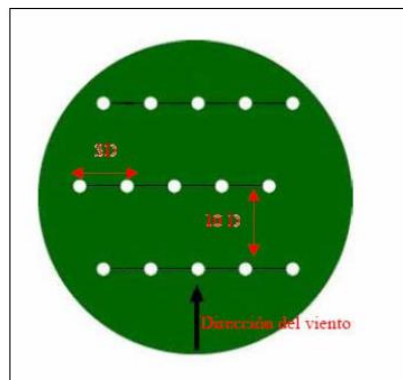
En este estudio, se estudiará una curva con una velocidad media, que se describe a continuación:



Cálculos

La colocación debe ser en filas perpendiculares a las direcciones predominantes, de forma que el aprovechamiento sea máximo. El espacio entre filas será de un mínimo necesario para evitar casos de posibles turbulencias y que el viento entre “limpio” y con la potencia máxima disponible en el siguiente molino.

Esta distancia entre filas corresponderá al equivalente a 10 veces el diámetro del molino. La distancia entre molinos equivaldrá a 3 veces el diámetro del molino, estando colocados al “tresbolillo”, esto es con una disposición irregular entre filas, coincidiendo un molino de una fila con un espacio sin molino en la fila inmediata detrás de ella. De este modo el espacio real entre filas de molinos inmediatamente anteriores o posteriores aumenta al doble de la distancia entre filas de 10 diámetros.



Y por último, ya que tenemos colocados los molinos, tenemos que extraer la producción de energía, mediante la curva weibull y la curva de potencia del propio aerogenerador, como se muestra en la siguiente tabla:

Velocidad (m/s)	Probabilidad(Pu)	Potencia P(Kw)	P(u)*P(Kw)
0	0	0	0
1	0,017	0	0
2	0,03	0	0
3	0,05	0	0
4	0,06	66,3	3,978
5	0,075	152	11,4
6	0,08	280	22,4
7	0,08	457	36,56

8	0,08	690	55,2
9	0,078	978	76,284
10	0,075	1296	97,2
11	0,065	1598	103,87
12	0,058	1818	105,444
13	0,055	1935	106,425
14	0,042	1980	83,16
15	0,036	1995	71,82
16	0,028	1999	55,972
17	0,022	2000	44
18	0,018	2000	36
19	0,015	2000	30
20	0,009	2000	18
21	0,009	2000	18
22	0,009	2000	18
23	0,009	2000	18
24	0	2000	0
25	0	2000	0
26	0	0	0
			1.011,71

Obteniendo los siguientes resultados:

Potencia total de los aerogeneradores	33.386,53	kW
Energía bruta generada al día	801.276,70	Kwh
Energía bruta generada al año	292.465,99	Mwh
Energía neta generada	269.677,63	Mwh

Se han tenido en cuenta las siguientes restricciones:

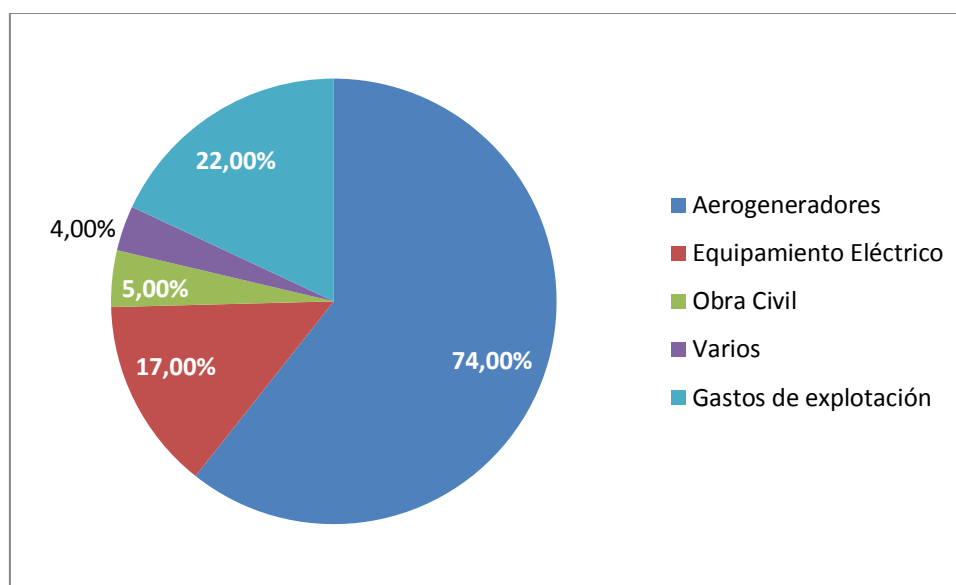
Pérdidas= 0.97 % efecto joule

Mto=0.97%

Indisponibilidades =0,98%

Costes

Un resumen de los costes que se tienen en la instalación y explotación de los parques de aerogeneradores son los que siguen:



Para hacer un estudio más detallado, se presenta una lista con los diferentes costes, incluyendo el equipamiento eléctrico, obra civil, aerogeneradores, impuestos, tasas, costes de explotación, mantenimiento, costes de gestión y administración y seguros.

Concepto	Euros/MW	MW instalados	Total
Precio aerogenerador	900.000,00	65	58.500.000,00
Obra civil			
Zapatas	30.000,00	65	1.950.000,00
Viales	6.153,85	65	400.000,00
Plataformas	2.000,00	65	130.000,00
Zanjas de canalización	3.073,85	65	199.800,00
Electricidad			
Infraestructura eléctrica	1.536,92	65	99.900,00
Medidas correctoras y preventivas	1.250,00	65	81.250,00
Desmantelamiento	4.000,00	65	260.000,00
Seguridad. y Salud	500,00	65	32.500,00
Subestación del parque 20/132 kv	60.000,00	65	3.900.000,00
Líneas de alta tensión 132 Kv	9.230,77	65	600.000,00

Subestación de conexión al parque 132/400 Kv	153.846,15	65	10.000.000,00
Gastos de gestión			
Impuesto de construcciones, instalaciones y obras	2.892,71	65	188.026,25
Tasa por licencia de obra	689,75	65	44.833,80
Compensaciones urbanísticas	12.500,00	65	812.500,00
Licencia de actividad	12.000,00	1	12.000,00
Ingeniería	292.897,88	1	292.897,88
Gastos de compensación urbanísticas	25.000,00	33	825.000,00
			1.350.257,93
Gastos de funcionamiento (Gastos explotación)			
Cuota de sostenibilidad (2%) del PEM	23.431,83	65	1.523.069,00
Impuesto sobre actividades económicas (euros/año) (IAE)	990,00	65	64.350,00
Impuesto de bienes inmuebles (euros/Mwaño) (IBI)	200,00	65	13.000,00
Alquiler de terrenos (al año)	2.000,00	33	66.000,00
		269.677,6	
Personal y Mto. Euros/Mwh	6,00	3	1.618.065,77
Total Explotación	1.196,00		3.284.484,77
Total Instalación	1.544.199,72		78.328.707,93

Los costes de explotación anuales, se tendrán en cuenta más tarde para realizar los diferentes estudios de rentabilidades, por eso se han calculado aparte de los costes de instalación.

Cómo se puede observar, se ha tenido en cuenta la realización de un parque de 65 Mw instalados, y por lo tanto será esta la potencia del parque eólico en todos los estudios de rentabilidades.

Problemáticas

La principal problemática que tenemos en este tipo de instalaciones, es que el viento es irregular y poco predecible, aunque actualmente los métodos de predicción han mejorado mucho y son más fiables. Es en este sentido dónde hay una gran investigación, para poder reducir el riesgo al mínimo.

Este aspecto es muy importante porque de aquí se derivan dos problemas importantes.

El primero es que puede haber viento y no haber consumo de agua, o al revés, que haya consumo de agua y no hubiese energía eólica. Este problema tiene varias soluciones que en apartados posteriores de este estudio se propondrán las soluciones.

El segundo problema, es que no hubiese el viento necesario para que la instalación salga rentable, y no se recupere el dinero que se ha tenido que invertir en la construcción del parque. Este problema sólo tiene la solución de recopilar la máxima información posible sobre la ubicación en la que se quiere instalar el parque.

4.

Mercados

eléctricos

En primer lugar hay que explicar cómo funciona el Mercado Diario de electricidad.

Todos los generadores de energía eléctrica, presentan sus ofertas con sus precios y producción disponible, hasta una hora límite, cuando se cierra el mercado y ya no se permite la presentación de ofertas.

El operador del mercado casa las ofertas y la demanda prevista, maximizando el beneficio social, lo que significa, maximizar los beneficios para ambas partes, y obtiene el precio de la energía.

Compra de energía de grandes consumidores

La compra de energía para los grandes consumidores, se realiza en el mercado eléctrico, e incluye todos los términos que a continuación se describe con sus diferentes precios medios del año pasado:

Costes de la energía eléctrica	Valor unitario	Unidades
Mercado diario	48,6171	€/Mwh
Restricciones PBF	2,08	€/Mwh
Restricciones TR	0,48	€/Mwh
Mercado intradiario	-0,06	€/Mwh
Restricciones intradiario	0	€/Mwh
Reserva. Potencia Adicional Subir	0,25	€/Mwh
Banda secundaria	1,36	€/Mwh
Coste desvíos	0,45	€/Mwh
Saldo desvíos	-0,04	€/Mwh
Pago por Capacidad	5,22	€/Mwh
Saldo PO 14,6	0	€/Mwh
Fallo Nominación UPG	0	€/Mwh
Tarifas de acceso	0	
Término de Potencia (TP)	3,15368E-05	€/Mwaño
Termino de Energía (TE)	3,12286E-05	€/Mwh
Alquiler de los equipos		
Impuesto (5%)	2,917858138	€/Mwh
TOTAL	61,275	€/Mwh

Estos precios medios del año 2012, se han obtenido de la página de Red Eléctrica, que son datos que todo el mundo puede acceder y consultar.

Todos los conceptos que se han descrito anteriormente, se describen en el anejo correspondiente, al final de la memoria.

Venta de energía en régimen especial

Para la venta de energía eólica, en primer lugar se debe de realizar una oferta por la cantidad disponible. Predecir la cantidad disponible es muy complicado, puesto que la materia prima, que es el viento, es intermitente y hay que calcularlo con los datos

históricos que se tienen en la ubicación y con las herramientas de predicción existentes. En esta etapa, es donde se encuentra el mayor riesgo, ya que cada vez que te desvías de la producción ofertada disponible, el Operador del Mercado te penaliza.

Existen 2 modalidades de venta de energía eléctrica a la red eléctrica:

➤ Precio de tarifa regulada.

En este caso se paga una tarifa fija. Los primeros 20 años tiene una tarifa superior, para pagar los gastos de amortización correspondientes. A partir de los 20 años, se reduce esta tarifa, puesto que los gastos de amortización ya no existen. Además esta tarifa se va actualizando todos los años, en función del IPC, de las diferentes subidas de los combustibles, etc.

Por ejemplo en el RD 661/2007, por el que se regulan, de nuevo, los generadores de régimen especial, anuncia de la tarifa regulada, hasta los primeros 20 años es de 73.228 €/Mwh y, los sucesivos años es de 61.2 €/Mwh.

➤ Precio de mercado

En este caso, los productores de energía eólica, participan en el mercado diario de subastas, pagándose a precio de las subastas de energía del mercado diario de venta de energía. Además, de este precio, se paga una prima, en función del precio de mercado de ese día y esa hora.

Esta prima varía en función de unos límites establecidos, tanto máximos como mínimos, que se encuentran establecidos en el RD 661/2007, y que se actualiza cada año. Lo diferentes casos de pago de prima son:

1. Si el Precio de Mercado (PM) más la Prima de Referencia (PRef), se encuentra entre Límite Superior (LS) o el Límite Inferior (LI), se paga la Prima = PRef.
2. Si Precio de Mercado más la Prima de Referencia es inferior al Límite Inferior, la Prima = LI - PM

3. Si el Precio de Mercado se encuentra entre el Límite Superior-Prima de Referencia y el Límite Superior, la Prima=LS – PM.
4. Si el Precio del Mercado es mayor que el Límite superior, la Prima=0.

Además, los productores pueden obtener complementos por los servicios de energía reactiva, otro complemento por la eficiencia energética, y un complemento por la ausencia de huecos de tensión.

Todos estos complementos están regulados y dependen de la potencia instalada. En el caso de la energía reactiva, se da la opción de poder adherirse a este complemento o no, ya que, si se decide por suscribirse a este complemento y se sobrepasan o no se llegan a los límites establecidos, se tienen sanciones, que se encuentran también regulados por los Reales Decretos.

Debido a todo esto, el precio medio de retribución de la energía eólica en 2011 fue 83.11 €/Mwh, según el estudio macroeconómico de Delloite, en el anuario de la asociación eólico.

En el 2012 se aprobó una reforma de la política de retribución de las energías renovables, el Ejecutivo limitó a 25 los años de duración de la prima, pero sobre todo, redujo hasta 2014 en un 30% el nivel máximo de producción primada. A eso hay que añadirle el impuesto del 7% aprobado en 2012 por el Gobierno, a los productores de electricidad, que los fotovoltaicos, por depender totalmente de una prima, no pueden repercutir al consumidor. Además, Industria acaba de cambiar la regla de evolución de las primas a renovables, con un menoscabo del 3% en los ingresos en comparación con la original.

Estas reformas no entrarán en el estudio, puesto que se están realizando reformas constantemente en este campo y no se sabe bien como se quedará el mercado de venta de energía renovable.

5.

Estudios

viabilidad

Introducción

Antes de empezar a realizar ningún tipo de estudio, a continuación se resumirán algunos datos para centrar y enfocar el estudio y entender los resultados obtenidos.

En primer lugar se tendrán en cuenta, diferentes índices de rentabilidad, según el Euribor y en función de la Prima de Riesgo, y añadiendo un margen de un 2% a esos índices, obteniendo una $K=3.22$ y $K=6.75$ respectivamente, para poder estudiar estudiar la sensibilidad de la capacidad de ahorro de la instalación.

En segundo lugar el parque que se ha tenido en cuenta en este estudio es de 65 Mw. Lógicamente, no se puede confundir la potencia instalada, con la energía que se puede obtener de él.

Como se puede observar en el apartado de **“Estudio de la producción eólica”**, en el tema de **“Energía eólica”**, se deduce que de cada molino de 2 Kw instalados, se puede extraer aproximadamente 1kw cada hora, que multiplicados por las 24 horas que tiene un día y por los 33 molinos que tiene el parque, obtenemos una producción anual neta de 270.000 Mwh, cuyo aprovechamiento medio de la potencia instalada es casi del 50%. Este valor se ha obtenido mediante la curva de distribución de las velocidades de los vientos Weibull, y la curva de potencia del aerogenerador elegido. Si esta producción se vende a la red eléctrica, a precio de energía renovable, obtenemos unos ingresos de 22,4 MEuros.

En tercer lugar hay que estudiar los diferentes costes que se tienen en el parque eólico. Por la instalación y puesta en servicio del parque eólico, es de aproximadamente 1,2 M€/Mw instalado, con un periodo de amortización de 15 años, y con su vida útil de 20 años, aunque en muchos casos se puede alargar hasta los 25 años.

Obviamente, la cantidad que anteriormente se ha descrito, que ascienden a casi 80 M €, no se paga el primer año, por lo que, surge otro gasto con el que se financia el parque, coste financiero, y que sólo podremos pagar a plazos el 80% del coste de instalación. El otro 20% del coste de instalación y puesta en marcha se paga en los dos años primeros, que no se tiene ningún tipo de producción eólica y que tendremos que recuperar en los siguientes años o bien en esos dos primeros años incrementar la cuota del precio del agua. Las cuotas de financiación serán de 5.3 M€ en el caso de un interés en función del Euribor y de 6.8 M€ en el caso de calcularla en función de la prima de riesgo.

Otro coste que se tiene, es el de explotación, que son los gastos de mantenimiento del mismo y operación del mismo, que ascienden a 51.000 €/Mw instalado.

Todos los costes del parque que se tendrán, los costes de mantenimiento y explotación, costes de financiación, etc., se describen y detallan, en el correspondiente apartado de **“Costes”**, en el tema de **“Energía eólica”**

En cuarto lugar, se van a tener varios escenarios, en cuanto a potencias de desaladoras instaladas, estudiando todos los posibles rangos de aplicación de las mismas.

Las potencias instaladas que se tendrán en cuenta son de 65 Mw, 30 Mw, 15 Mw y 10 Mw. En el estudio se ha determinado que estas desaladoras están en funcionamiento las 24 horas, para realizar el cálculo de la energía necesaria.

Otros dato relevante para realizar este estudio, es que cada m³ desalado, cuesta alrededor de 60 c€, y que un 40% de ese coste es el de la propia energía eléctrica, que se utiliza para la desalinización del agua, por esto, se hace indispensable buscar una solución alternativa para alimentar a la planta potabilizadora, y que es el objeto de este estudio.

En la siguiente tabla, se resumen los aspectos más importantes que hay que tener en cuenta en una desaladora, como por ejemplo los costes, producción de agua, cobertura de personas con el agua desalada, etc:

Mwh	Gwh/año	Hm3/año	Cobertura (Personas)	Costes de la desaladora al año
65,00	569,40	142,35	1.322.033,90	87.224.992,26 €
30,00	262,80	65,70	610.169,49	40.257.688,73 €
15,00	131,40	32,85	305.084,75	20.128.844,37 €
10,00	87,60	21,90	203.389,83	13.419.229,58 €

Puede surgir la duda, que si la demanda de agua no es continua, qué se hace con el agua que no se utiliza. Esta pregunta tiene una fácil respuesta, ya que, todas las ciudades cuentan con aljibes de almacenamiento de agua, por lo que, el agua no utilizada se deposita en ellos hasta que se solicita su uso.

El dato del consumo por cada Hm³, con el que se han realizado los cálculos de este estudio, es de 4Gwhaño/Hm³. Así mismo se ha tenido en cuenta que cada persona tiene un consumo medio de 295 litros de agua al día, dato que se ha obtenido de **“VI Simposio del Agua en Andalucía: 1 a 3 de junio 2005, Sevilla”**

Para terminar, con las diferentes variables que se encuentran recogidas en este estudio, otros dos escenarios que se tendrán en cuenta es, si toda la producción eólica se conecta a la desaladora o se compra la energía necesaria para desalar, y se vende la producción eólica, a precio de energía renovable, con su correspondiente precio de venta en el mercado diario. Este punto se hace indispensable porque, si vendemos la energía generada del parque, como energía renovable, podríamos obtener un rendimiento mayor de nuestra inversión, ya que las primas y subvenciones a este tipo de instalaciones son elevadas, algo más de 83 euros/Mwh, mientras que si compramos la energía a la red, nos cuesta a 62,3 euros/Mwh, que es lo que nos ahorraríamos de energía. En apartados posteriores de esta memoria se detallan los ahorros obtenidos y beneficios de cada solución.

Cabe recordar que se tendrá en cuenta, que la desaladora está en el punto muerto de gastos e ingresos por la venta del agua que desalada.

Ahora con todos estos datos resumidos, y premisas, se puede entrar a explicar el estudio.

Estudio Técnico

Técnicamente, no hay ningún problema para alimentar la desaladora con la electricidad que se genera en los molinos, puesto que, los niveles de tensión que se genera en los molinos se puede adecuar a la tensión necesaria de la planta desaladora, mediante transformadores.

La tecnología de los parques eólicos está muy avanzada y permite tener niveles de tensión y corrientes estables, así como de aportar energía a un cortocircuito, en el caso de lo hubiese, sin desconectarse los molinos, como sucedía anteriormente, y

seguir aprovechando la energía eléctrica extraída de las corrientes de aire, siempre y cuando la materia prima sea suficiente.

El problema más importante es que la producción de energía eólica no es constante y puede haber necesidad de agua y no haber suficiente energía eólica para alimentar a la planta de desalación. También puede ocurrir, que hubiese viento y no hubiese necesidad de suministro de agua. Por ello, este estudio se ha orientado a vender la energía eólica producida, como energía renovable y comprar la energía eléctrica de la red, aunque se han tenido en cuenta y se han estudiado ambos supuestos. Con esto lo que se logra es que, con la venta de energía, se sufraguen los gastos de energía eléctrica de la desaladora, y los gastos propios de la planta de generación de energía y además separar las diferentes curvas de necesidad de agua y de producción de energía.

Si se lograra amortizar los gastos del parque eólico, la inversión del mismo, y los gastos de la electricidad consumida por la desaladora, se podría reducir el coste del m³ de agua desalada, en un 42%, lo que resultaría muy beneficioso, para los consumidores.

Estudio Económico

A continuación se estudiará el porcentaje de abaratamiento del m³ de agua desalada en función de las diferentes variables, que se han resumido en la introducción de este mismo capítulo, estos aspectos son los que se enumeran a continuación:

- Diferentes potencias de desaladoras. En este caso 65 Mw, 30 Mw, 15 Mw y 10 Mw,.
- Diferentes índices de rentabilidad, según el Euribor y en función de la Prima de Riesgo, y añadiendo un margen de un 2% a esos índices, obteniendo una

K=3.22 y K=6.75 respectivamente, para ver la sensibilidad del beneficio, en función del valor del dinero.

- En función de si vendemos toda la energía a la red a precio de energía renovable o si utilizamos la energía obtenida del parque para alimentar a la desaladora y vender la sobrante.

Para la financiación del parque eólico se realizará con recursos propios y recursos ajenos, que se obtienen de un crédito a largo plazo. Las condiciones del préstamo se indican a continuación:

- Apalancamiento 80%
- Tipo de interés Euribor + 2%
- Vida del crédito 15 años

El pago se realiza mediante anualidad constante. La anualidad constante se calcula:

$$Anualidad = \frac{Crédito(€) * Tipo_{interés}(p.u)}{1 - (1 + Tipo_{Interés}(p.u))^{-(vida_{créditos} (años))}}$$

Por lo tanto en este caso se tienen los siguientes resultados:

Calculo de la Amortización

Gastos de instalación	78.328.707,93 €
Apalancamiento	80%
Línea de crédito	62.662.966,35 €
Gastos de inversión iniciales	15.665.741,59 €
Vida del crédito (años)	15
Euribor medio 2012	1,2165%
Tipo de interés adicional	2%
Prima de riesgo	4,75%
Cuota amortización (3,22%)	5.331.602,59 €
Cuota amortización (6.75%)	6.771.817,04 €

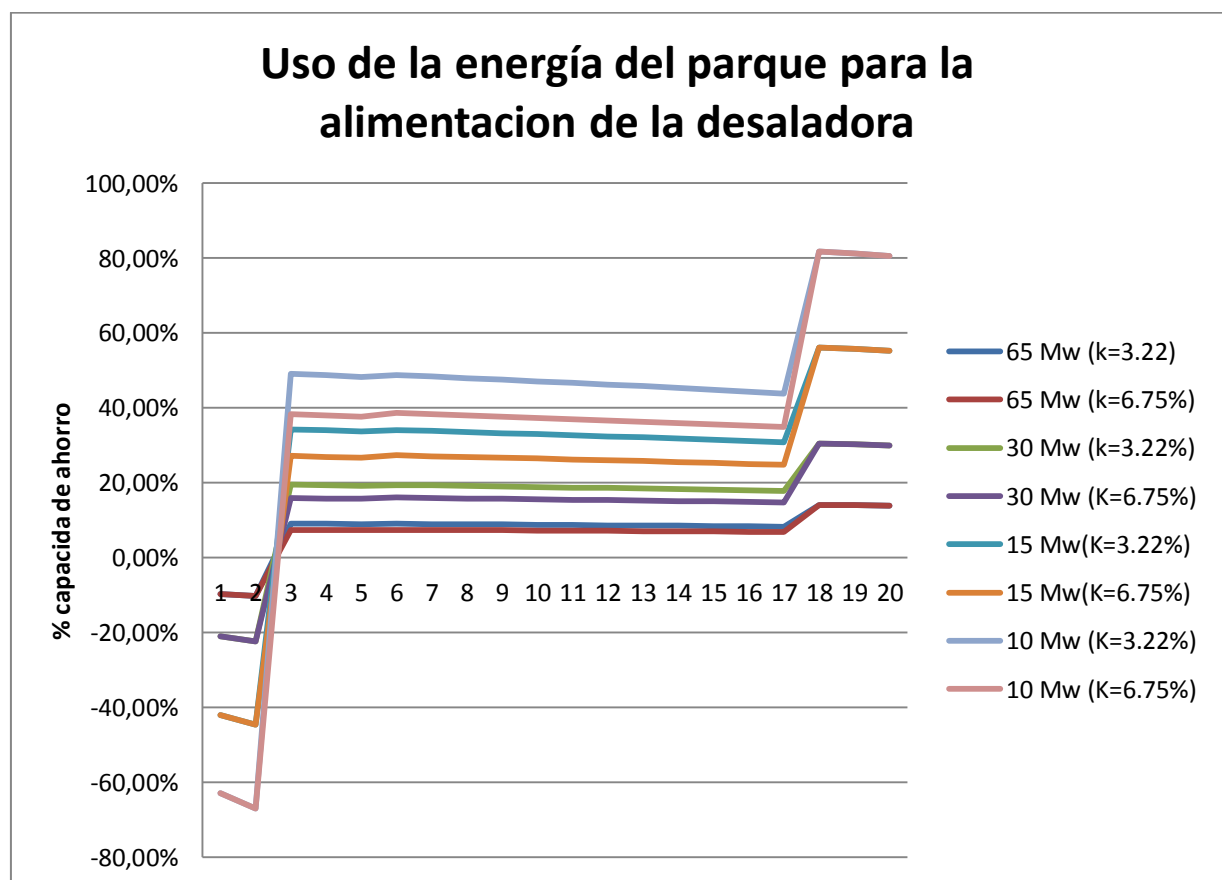
Para un mayor detalle de cálculos, se puede consultar el apéndice correspondiente de cálculos de amortización.

Alimentando la desaladora mediante la energía del parque eólico

En esta solución, se ha alimentado la planta de desalación mediante la energía que se ha producido en el parque eólico.

Hay que destacar, que en el caso de que la producción eólica sea mayor que la requerida por la planta, se ha optado por vender la energía eólica a la red, a precio de energía renovable, y así seguir sufragando los costes derivados de la desalación del agua.

En la siguiente gráfica se muestra el desarrollo del ahorro, en porcentaje, que se ha obtenido, en función de todas las variables que se han detallado en párrafos anteriores de esta memoria.



En la gráfica se pueden diferenciar tres zonas claramente independientes.

En la primera zona, en los dos primeros años, aproximadamente, que no se tienen generación de energía eléctrica mediante energía eólica, porque se encuentra en la fase de ejecución y puesta en marcha del parque eólico, hay un coste añadido de la planta eólica y habría que aumentar la factura eléctrica, para poder absorber ese incremento de dinero. Claro está, y como se muestra en la gráfica anterior, según sea más pequeña la planta, en los primeros años hay que aumentar más la factura, porque lógicamente, el coste del parque es más comparable con los costes totales de la planta, por ejemplo en la central de 65 Mw hay que aumentar sólo un 9% de la factura final del coste del agua, mientras que en la central de 10 Mw hay que aumentarla hasta en un 67% para poder obtener un beneficio nulo y poder acometer los gastos derivados de la instalación y del pago de los dos primeros años de carencia de la construcción del parque eólico.

En la segunda zona, se obtienen todos los años unos ahorros, que se podrían traducir en la rebaja de la tarifa del agua. Esta zona, es durante los años centrales de amortización de la planta, y cuyos ahorros son prácticamente constantes. Los ahorros medios obtenidos en esta zona, se muestran en la tabla siguiente:

Ahorros en la factura eléctrica		
enchufado a desaladora		
Potencia de la planta(Mw)	K=3.22	K=6.75
65	8,77%	7,26%
30	18,87%	15,60%
15	33,00%	26,46%
10	47,13%	37,33%

Al contrario de los primeros años, en esta zona cuanto mayor es la planta de desalación, menor es la capacidad de ahorro, como se muestra en la tabla anterior, debido a que, los costes de la planta son mayores y como la producción de energía

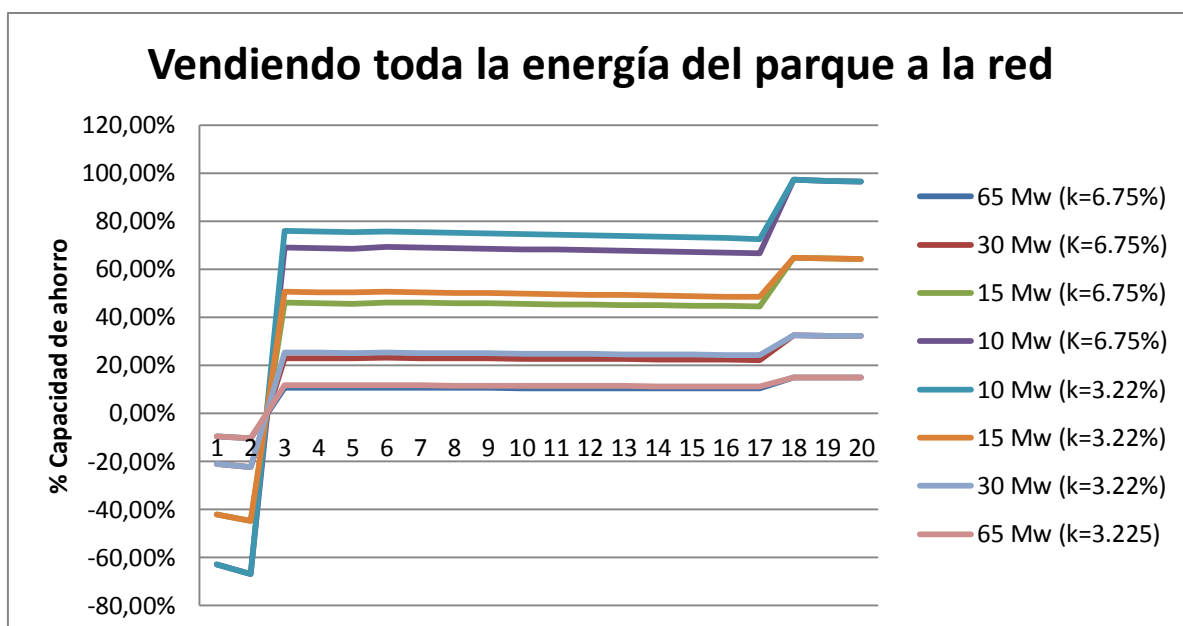
eólica es constante, el porcentaje del margen de ahorro es menor. Por ejemplo en la planta de 65 Mw sólo se podrá ahorrar un 8 %, aproximadamente, mientras que en la planta de 10 Mw, podríamos ahorrarnos hasta el 47 % del coste de desalación del agua.

En la última zona, que son los últimos años, en los que la planta de generación eólica ya se encuentra amortizada, y por lo tanto, los costes de la planta son solamente los costes de mantenimiento y explotación de la planta (los gastos financieros ya han desaparecido), los ahorros podrían llegar en el mejor de los casos, como en la planta de 10 Mw, a cubrir el 80% de los gastos de la planta de desalación

Vendiendo toda la energía renovable a la Red eléctrica

En esta solución se ha vendido toda la energía generada en el parque eólico, y con los ingresos derivados de la venta de la energía generada por los molinos, sufragar los gastos de la desaladora en su proceso de potabilización del agua, comprando la energía eléctrica a la red convencional de energía eléctrica, a precio de gran consumidor, alrededor de 61,3 euros Mwh.

A continuación se muestra la gráfica con el desarrollo de ahorros en función de las distintas variables del estudio.



Al igual que en la solución adoptada en el apartado anterior de esta memoria, estas curvas se pueden dividir en 3 tramos.

El primero, se encuentra en los 2 primeros años, que hay que elevar la cuota del precio del agua, para poder sufragar los costes de la construcción del parque eólico, sin tener todavía ningún ingreso, por la venta de energía eólica. En el peor de los casos hay que subir un 67 %, de la factura del agua vendida para su consumo, que es en la central de 10 Mw, y en el mejor de los casos hay que subir sólo un 10 % los precios del agua para tener beneficio cero por la venta del agua. Las causas son las mismas que se han comentado en el apartado anterior.

En la zona del medio o zona más llana, tenemos ya un ahorro en positivo, cuyos valores medios se muestra en la tabla siguiente:

Ahorros en la factura electrica		
Potencia de la planta(Mw)	K=3.22	K=6.75
65	11,50%	10,52%
30	24,91%	22,79%
15	49,82%	45,57%
10	74,73%	68,36%

6.

Conclusiones

En el mejor de los casos, se puede ahorrar hasta un 75 % del coste de la desalación del agua, que es la desaladora con menor capacidad de purificación, y en el peor de los casos, nos podemos ahorrar hasta un 10 % en la desaladora con más potencia y mayor capacidad para abastecer de agua a la población, en los años centrales de la vida del parque eólico.

En el tercer tramo que se encuentra ubicado en los últimos años de vida del parque, aumentan los ahorros posibles, porque como se ha comentado anteriormente, ya se ha terminado de pagar el préstamo al banco de la construcción del parque, por lo que nos podemos ahorrar desde un 14 % en la desaladora de más potencia hasta un, 96% en la desaladora con menos potencia.

Desde el punto de vista meramente económico, la conclusión principal es que en el caso de vender la energía eólica, como energía renovable, y comprar la energía eléctrica necesaria, para el funcionamiento de la planta de salación, sale más rentable que la solución de conectar la energía producida por el parque a la planta desaladora, porque podríamos obtener un ahorro mayor en la factura de la potabilización del agua

marina o agua salobre, como se ha podido observar en el apartado anterior. En este caso el mayor porcentaje de ahorro es del 74.73% y el menor porcentaje de ahorro de 10.52%, en la desaladora de 10 Mw y 65 Mw respectivamente.

En el tercer tramo, en el que ya se han amortizado todos los costes de construcción del parque eólico, casi se llega al mismo porcentaje de ahorro, pero se sigue teniendo más porcentaje de ahorro si vendemos toda la energía a la red y compramos a precio de gran consumidor.

Otro aspecto que hay que resaltar, es que en el primer tramo y en el tercer tramo, de las gráficas de capacidad de ahorro, son independientes del interés del préstamo, característica que es muy fácil de demostrar, porque son los dos tramos en los que no tenemos que pagar el préstamo, además de que son idénticas en la dos configuraciones posibles, tanto en la que compramos toda la energía y vendemos la del parque, como si utilizamos la energía para la alimentación de la planta.

Si comparamos las gráficas sólo en función del interés, se aprecia que cuanto menor es la capacidad de la planta desaladora, más diferencia hay en el porcentaje de ahorro, en función del interés que hay que pagar al banco por el préstamo, para la construcción del parque. Esto es debido a que los intereses que se pagan, cuanto más pequeña es la planta, más comparables son con los propios costes de la desaladora, por lo tanto, en las potabilizadoras de gran capacidad no influirá mucho, mientras que en la desaladoras más pequeñas, habrá que estudiar bien el porcentaje admisible de interés del banco.

También se puede observar que la pendiente de la zona más plana de las gráficas, zona central, son pendientes negativas, por lo que, según van pasando los años, menos porcentaje de ahorro se tiene. Esto se debe a que los costes de mantenimiento se van incrementando, cada año un 3%, que es aproximadamente el incremento del IPC, mientras que los ingresos se mantienen constantes, porque como la retribución se establece mediante Reales Decretos, no se sabe en un futuro, el precio de la energía vendida como renovable, de hecho como se comenta más adelante, estas leyes están evolucionando mucho en la actualidad.

Hay que destacar, que actualmente se están modificando las primas a las energías renovables, por lo que en un futuro, podría invertirse la rentabilidad, y que sea más rentable alimentar la desaladora con la energía eólica, que la otra opción, para lo que habría que tener en cuenta aljibes de acumulación de agua, para cuando no haya producción eólica tener el suficiente agua acumulada, como para abastecer a la comunidad de personas que queremos dotar de agua potable, y así consumir lo menos posible de energía eléctrica de la red, ya que recordemos que es un sistema de cogeneración eólica, porque al ser el agua una servicio de primera necesidad, el agua tiene que ser provisto en la cantidad demandada.

De hecho otro posible estudio, podría ser obtener el ahorro en función del precio del Kwh de energía renovable, y a la vez en dependiendo también del precio de la energía de gran consumidor, ya que este precio también está subiendo mucho, por el gran déficit que hay en el sector eléctrico, y así encontrar un punto mínimo, por el que esta instalación no es rentable realizarla.

Obviamente los costes indirectos de la contaminación, no se han metido en el estudio, porque son costes altísimos y difíciles de calcular, y en todo estudio de este tipo no se tienen en cuenta. Por esta razón, existe otra posible conclusión, desde el punto de vista de los impactos ecológicos, ya que si cuantificamos los costes indirectos, saldría más económico alimentar a la planta desaladora con la energía del parque eólico, ya que el coste de la energía no comprada a la red eléctrica sería mucho mayor que el ingreso de la producción de energía eólica.



7.

Presupuesto

Este estudio tiene un coste que se describe a continuación:

Concepto	Coste unitario (€)	Cantidad	Total
Horas Ingeniero	50 €/h	120 h	6.000 €
Horas de Internet	1 €/h	100 h	100 €
Gasto en papel y tinta	0,03 €/und.	200 und.	6 €
Amortización Ordenador y energía	0,15 €/h	120 h	18 €
Desplazamientos	0.19 €/km	100 km	19 €
		Subtotal	6.143 €
		IVA (21%)	1.290,03 €
		Total	7.433,03 €

Este estudio se empezó a buscar información a principio de febrero de este año y se defiende ante el tribunal al final de Julio.

Si dividimos las horas totales entre 4 horas diarias de media de trabajo de este estudio, he dedicado 30 días. Lógicamente, con estos datos se podría haber presentado a finales de Marzo, pero debido a que he tenido que hacer un examen en a finales del mes de julio, se ha retrasado la presentación hasta finales de julio.

La mayor parte del tiempo empleado en el este estudio, ha sido para buscar y encontrar toda la información necesaria para realizar los estudios realizados, luego la parte de cálculos de capacidades de ahorro, ha sido poco tiempo, porque tengo mucha experiencia con la herramienta de cálculo, concretamente el programa Excel, de Microsoft office.

Todos los demás costes que se han detallado en el presupuesto, son los materiales que se han necesitado, como es internet, hojas de papel para las copias del proyecto, desplazamientos en coche para las reuniones con el tutor del estudio, etc.

8.

Alternativas

La primera alternativa, es para la solución de alimentar la desaladora con la energía eólica, se podrían poner aljibes, como un buffer, para almacenar agua, el suficiente como abastecer a la población varios días, aunque no haya energía eólica. Ese coste habría que tenerlo en cuenta en los estudios de viabilidad económica.

Otra alternativa, es realizar un estudio particularizado, con todas las posibles energías renovables, y obtener la energía renovable más adecuada a cada zona dónde se prevea instalar la potabilizadora, o incluso, realizar una trigeneración, con energía solar, y eólica, para el aprovechamiento de todas las fuentes primarias disponibles en la zona, como es en el caso de Tenerife, que se está desalando agua con las energías renovables disponibles en la isla.



9.

Bibliografía

1. <http://www.ree.es>
2. http://www.motiva.fi/myllarin_tuulivoima/windpower%20web/es/tour/wres/index.htm
3. Apuntes de regulación de sistemas eléctricos.
4. Apuntes del Master de energía renovables de Murcia.
5. RD_2007_661_producción_régimen_especial
6. Catálogo de Acciona
7. Guía de Desalación: aspectos técnicos y sanitarios en la producción de agua de consumo humano. Ministerio de Medio Ambiente.
8. www.spainbusiness.com. Guía de la desalinización.
9. Las energías renovables y la desalación de agua de mar, pilares del desarrollo sostenible en Canarias
10. La situación actual de las desaladoras en el sudeste mediterráneo.
11. Anuario eólico del 2012. Asociación Empresarial Eólica.
12. Proyecto fin de carrera “Mini Parque Eólico Sierra del Tejo, con interconexión a red”



13. Manuales de energía renovable del Ministerio de Industria, Comercio y Turismo
14. BOE_A_2011_20646
15. VI Simposio del Agua en Andalucía: 1 a 3 de junio 2005, Sevilla



Apéndices



10.

Apendice1:

Glosario

Mercado diario

Es el mercado en el que se llevan a cabo las transacciones de compra y venta de energía eléctrica para el día siguiente.

Restricciones PBF o soluciones de las restricciones técnicas

Con posterioridad a cada una de las sesiones de los mercados diario e intradiario y teniendo en cuenta los contratos bilaterales, cuya ejecución diaria le ha sido comunicada, el operador del sistema ejecuta el proceso de solución de restricciones técnicas. Para ello, analiza los programas de las unidades de producción y los intercambios internacionales previstos, a fin de garantizar que el suministro de energía

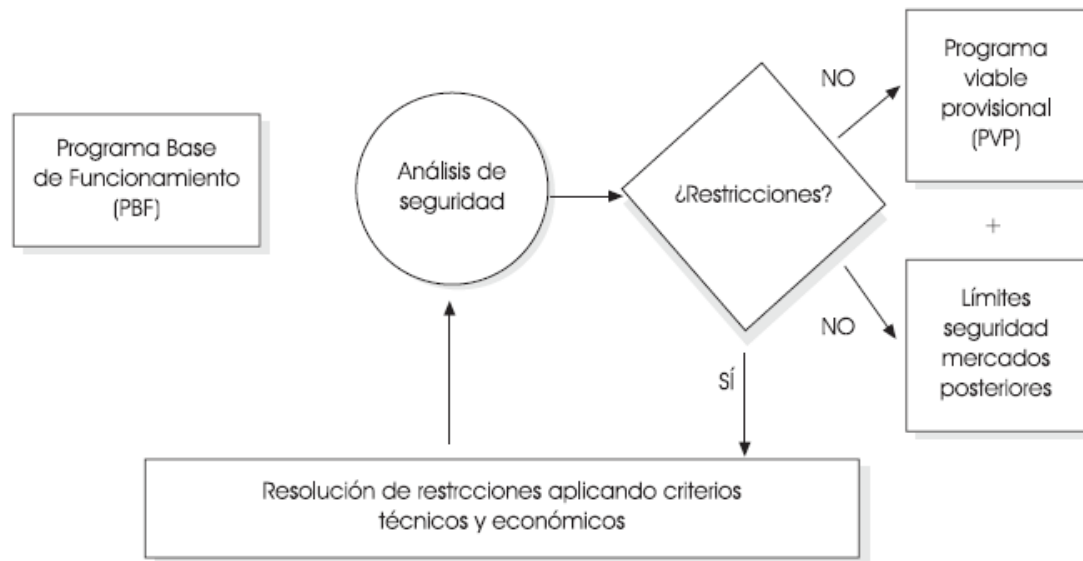
eléctrica se puede realizar con las adecuadas condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad y en su caso, que se hayan resuelto previamente todas las posibles restricciones técnicas identificadas.

Las centrales de generación deben haber presentado previamente al operador del sistema ofertas específicas de energía a subir y a bajar, para ser utilizadas en el proceso de solución de restricciones técnicas. Este proceso consta de 2 fases bien diferenciadas.

En la primera, del proceso de solución de restricciones, se redespachan (a subir y/o a bajar) unidades de generación y/o de consumo de bombeo para aliviar las posibles restricciones técnicas existentes, contemplando los escenarios del caso base, y también los resultantes de un fallo simple y los correspondientes a fallo múltiple, líneas doble circuito con longitud > 30 km y fallo consecutivo de grupo generador y línea de interconexión de área. En esta primera fase, los redespachos a subir se liquidan en base al precio de la oferta específica de restricciones, mientras que los redespachos a bajar son liquidados en base al precio del mercado diario; es decir, se produce una anulación del programa redespachado a la baja.

En la segunda fase del proceso de solución de restricciones, también denominado proceso de «cuadre», se llevan a cabo nuevas reprogramaciones de unidades de generación y de consumo bombeo, con objeto de equilibrar los programas globales de generación y demanda. En esta fase de «cuadre», se aplica el orden de mérito de las ofertas específicas de restricciones a subir y a bajar, siempre que éstas no originen nuevas restricciones. En esta segunda fase, los redespachos a subir se liquidan en base al precio de la oferta específica de energía a subir, mientras que los redespachos a bajar son liquidados en base al precio de la oferta específica de restricciones a bajar.

En el siguiente gráfico se muestra el procedimiento descrito.



Restricciones TR o resoluciones de restricciones en Tiempo Real.

Proceso realizado por el operador del sistema consistente en la resolución de las restricciones técnicas identificadas durante la operación en tiempo real mediante la modificación de los programas de las unidades de programación.

Mercado intradiario

Tiene por objeto atender los ajustes que en la oferta y demanda de energía se puedan producir con posterioridad a haberse fijado el mercado diario

Reserva. Potencia Adicional Subir

El concepto de reserva en un sistema eléctrico puede aludir a dos conceptos. Por un lado, las reservas de planificación, que son aquellas con las que el sistema hace frente a los picos de demanda teniendo en cuenta las indisponibilidades y los recursos existentes. Por otro lado, las reservas de operación son aquellas que se emplean para mantener la seguridad del sistema, reaccionando ante perturbaciones del sistema y variaciones de producción y demanda. En este capítulo trataremos exclusivamente de las reservas de operación, por lo que cuando se emplee este término, tendrá este significado. Las reservas de planificación serán objeto de otro capítulo.

Cuando se produce un desequilibrio, grande o pequeño, entre la generación y la demanda, se tiene que hacer uso de la reserva, para disminuir o aumentar la producción de generación. En función de los horizontes de utilización de dicha reserva, esta se clasifica en tres tipos:

Reserva primaria (Frequency containment reserves): Se trata de reservas que actúan ante variaciones de la frecuencia y que mantienen el balance de potencia en un área síncrona. La actuación de estas reservas y la restauración del equilibrio conllevan una variación de la frecuencia de su valor nominal. Esta categoría incluye típicamente reservas de operación con un tiempo de actuación de hasta 30 segundos (en algunos casos hasta 2-3 minutos). Las reservas de operación de este tipo actúan normalmente de forma automática y local (en cada generador).

Reserva secundaria (Frequency restoration reserves): Son las reservas necesarias para devolver la frecuencia del sistema a su valor nominal tras una perturbación. Este tipo de reservas tienen un tiempo de actuación entre 30 segundos y 15 minutos. Este tipo de reservas se activan normalmente de forma centralizada, y su actuación puede ser manual o automática.

Reserva terciaria (Replacement reserves): Se trata de la reserva necesaria para sustituir a la reserva secundaria. Su tiempo usual de actuación está entre algunos minutos y horas.

La determinación de la reserva necesaria corre a cargo del Operador del Sistema, que establece la cantidad necesaria para cada momento con una antelación de un da típicamente, a partir de los errores previsibles de la predicción de la demanda para cada instante, de la central más grande presente que pueda perderse, de la potencia disponible en las interconexiones y, cuando esta existe, del nivel de generación intermitente, como la eólica y solar.

La reserva primaria suele ser un servicio obligatorio para los generadores presentes en un sistema eléctrico, y no tiene retribución alguna. Sin embargo, las reservas

secundaria y terciaria son servicios potestativos, y por tanto tienen una contraprestación económica. Esta se determina mediante mecanismos de mercado.

Coste desvíos

Además de especificar el mecanismo de asignación de este servicio a sus posibles proveedores, es necesario determinar la manera de asignar el coste de estos servicios entre sus usuarios. Estos usuarios son aquellos que se desvían de la posición prevista en el mercado por un error de previsión del recurso (como la energía eólica), por una indisponibilidad imprevista, o por un error en la previsión de la demanda.

La asignación debe ser eficiente, en el sentido de que debe incitar a que los desvíos entre generación o demanda previstos y reales sean lo menor posibles, y que solo se asignen los costes realmente incurridos.

Existen distintos mecanismos que se emplean con este objeto.

Por un lado, se pueden repartir los costes de los desvíos del sistema entre cada uno de los usuarios que han incurrido en un desvío. En algunos sistemas existen unas entidades responsables de equilibrio, que agrupan distintos medios de generación, junto con demanda, y que tratan de compensar el error conjunto utilizando sus propios medios. En general, se suele considerar que una forma centralizada puede ser más eficiente, pues tiene acceso a más recursos que puede utilizar de forma óptima.

Los precios del desvío pueden regirse según dos sistemas: precio único o por el de precio doble.

Sistema de precio único: En este sistema todos los desvíos pagan o reciben el precio de la reserva que se paga a los que proveen el servicio.

Sistema de precio doble: En este sistema pagan de forma diferente los que se desvían en el mismo sentido del sistema, y los que se desvían en sentido opuesto. Existe un precio principal, que es el precio del desvío coincidente con el global del sistema, y un precio inverso, que es el que se emplea cuando el desvío es opuesto al del sistema.

En el mercado español sigue un sistema de precio doble.

El sistema de precios dobles genera un excedente al operador del sistema, y por tanto no refleja los costes de operación. Se suele emplear (incluso incrementado en algunos casos) como incentivo para reducir los desvíos lo más posible.

El coste de este servicio incluye, como se ha indicado antes, dos conceptos: por un lado el de la energía efectivamente consumida o recomprada, y por otro el de la capacidad que los generadores que suministran este servicio ponen a disposición del sistema. El primero debe ser adjudicado a aquellos usuarios que han incurrido en desvío, pero el segundo se debe pagar en cualquier caso, pues la banda de potencia debe estar siempre disponible, y por eso es frecuente que se socialice, es decir, que se reparta entre todos los usuarios. Dependiendo del tipo de reserva, puede ser conveniente que su coste se incluya en el coste de la energía, con el fin de aumentar el coste del desvío para hacer a los usuarios más reacios a incurrir en él.

Sin embargo no es posible calcular exactamente este sobreprecio de la energía.

Saldo desvíos

Es el excedente que se ha comentado anteriormente.

Pago por Capacidad

Pago regulado para financiar el servicio de capacidad de potencia a medio y largo plazo ofrecido por las instalaciones de generación al sistema eléctrico.

Saldo PO 14.6

Este saldo es el que se tiene tras la liquidación en el mercado de producción de energía eléctrica tras los diferentes intercambios internacionales no comerciales, e incluye:

- Desvíos de regulación entre sistemas
- Intercambios de apoyo entre sistemas.

Fallo Nominación UPG (Unidades de Programación Genéricas)

Las unidades de programación genéricas son usadas para realizar operaciones en el mercado modo portfolio (por empresa) en el mercado diario y en contratos bilaterales. Por lo que, este coste es el que se tiene, cuando se nombra por error a una UPG que no se tiene que nominar.

Tarifas de acceso

Las redes de transporte y distribución permanecen bajo un esquema regulado por ser actividades que, dadas sus características intrínsecas, son monopolios naturales. Por este motivo, los costes de las redes (junto con otros costes regulados del Sistema), son repercutidos a todos los consumidores según sus características, independientemente de la forma de adquisición de su energía, a través de las tarifas de acceso. Estas tarifas son fijadas por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, y pueden ser revisadas trimestralmente.

Las tarifas de acceso son únicas en todo el territorio español, con independencia de las particularidades económicas y geográficas de las redes en las distintas zonas en las que se ubican los consumidores, y deben ser calculadas para cubrir todos los costes del sistema exceptuando el coste de la energía.

Las tarifas de acceso están compuestas de un término de potencia (T_p) y un término de energía (T_e). De esta manera, el coste del acceso depende tanto de la potencia que el consumidor tenga contratada (término fijo, debido a que las redes deben ser diseñadas para garantizar en cualquier momento las potencias que los consumidores tienen contratadas) como del consumo que haya realizado (término variable, en función del consumo de energía que ha circulado por la red).

Alquiler de los equipos

Este es el coste se tiene por alquilar los equipos de medida, como el watímetro, maxímetro y contador de reactiva.



11.

Apéndice 2:

Cálculos de

Amortización

En este apéndice se detallan las cuotas que hay que pagar al año, por pedir el préstamo al banco, para poder pagar la construcción del parque eólico.

La “amortización” es la cantidad que se descuenta del capital que se pide, así cada año va quedando menos dinero que se debe al banco.

En la columna de “interés” se calcula el dinero que hay que pagar por el interés que nos exigen cuando se concede el préstamo.

La columna de “cuota” es el monto de dinero que hay que pagar cada año. Esta cantidad es la suma de la amortización y el interés.

Por último la columna de “pendiente”, es la cantidad de dinero que nos queda por pagar, de la cantidad de dinero inicial que se pidió para el préstamo.

Hay dos tablas porque en cada tabla se calculan las cuotas para cada tipo de interés que se ha estudiado en este proyecto.

Año	Principal	Cuota	tipo	Amortización	Interés	Pendiente
1	62.662.966,35 €	5.331.602,59 €	3,2165%	3.316.048,2812 €	2.015.554,3126 €	59.346.918,0665 €
2	57.331.363,75 €	5.331.602,59 €	3,2165%	3.422.708,9741 €	1.908.893,6196 €	55.924.209,0924 €
3	51.999.761,16 €	5.331.602,59 €	3,2165%	3.532.800,4083 €	1.798.802,1855 €	52.391.408,6841 €
4	46.668.158,57 €	5.331.602,59 €	3,2165%	3.646.432,9334 €	1.685.169,6603 €	48.744.975,7507 €
5	41.336.555,97 €	5.331.602,59 €	3,2165%	3.763.720,4487 €	1.567.882,1450 €	44.981.255,3020 €
6	36.004.953,38 €	5.331.602,59 €	3,2165%	3.884.780,5169 €	1.446.822,0768 €	41.096.474,7851 €
7	30.673.350,79 €	5.331.602,59 €	3,2165%	4.009.734,4823 €	1.321.868,1115 €	37.086.740,3028 €
8	25.341.748,19 €	5.331.602,59 €	3,2165%	4.138.707,5919 €	1.192.895,0018 €	32.948.032,7109 €
9	20.010.145,60 €	5.331.602,59 €	3,2165%	4.271.829,1216 €	1.059.773,4721 €	28.676.203,5894 €
10	14.678.543,00 €	5.331.602,59 €	3,2165%	4.409.232,5053 €	922.370,0885 €	24.266.971,0841 €
11	9.346.940,41 €	5.331.602,59 €	3,2165%	4.551.055,4688 €	780.547,1249 €	19.715.915,6153 €
12	4.015.337,82 €	5.331.602,59 €	3,2165%	4.697.440,1680 €	634.162,4258 €	15.018.475,4473 €
13	-1.316.264,78 €	5.331.602,59 €	3,2165%	4.848.533,3310 €	483.069,2628 €	10.169.942,1163 €
14	-6.647.867,37 €	5.331.602,59 €	3,2165%	5.004.486,4056 €	327.116,1882 €	5.165.455,7108 €
15	-11.979.469,96 €	5.331.602,59 €	3,2165%	5.165.455,7108 €	166.146,8829 €	0,0000 €

Año	Principal	Cuota	tipo	Amortización	Interés	Pendiente
1	62.662.966,35 €	6.771.817,04 €	6,7500%	2.542.066,8094 €	4.229.750,2285 €	60.120.899,5382 €
2	57.331.363,75 €	6.771.817,04 €	6,7500%	2.713.656,3191 €	4.058.160,7188 €	57.407.243,2192 €
3	50.559.546,72 €	6.771.817,04 €	6,7500%	2.896.828,1206 €	3.874.988,9173 €	54.510.415,0985 €
4	43.787.729,68 €	6.771.817,04 €	6,7500%	3.092.364,0188 €	3.679.453,0192 €	51.418.051,0798 €



5	37.015.912,64 €	6.771.817,04 €	6,7500%	3.301.098,5900 €	3.470.718,4479 €	48.116.952,4897 €
6	30.244.095,60 €	6.771.817,04 €	6,7500%	3.523.922,7449 €	3.247.894,2931 €	44.593.029,7449 €
7	23.472.278,56 €	6.771.817,04 €	6,7500%	3.761.787,5301 €	3.010.029,5078 €	40.831.242,2147 €
8	16.700.461,53 €	6.771.817,04 €	6,7500%	4.015.708,1884 €	2.756.108,8495 €	36.815.534,0263 €
9	9.928.644,49 €	6.771.817,04 €	6,7500%	4.286.768,4911 €	2.485.048,5468 €	32.528.765,5352 €
10	3.156.827,45 €	6.771.817,04 €	6,7500%	4.576.125,3643 €	2.195.691,6736 €	27.952.640,1709 €
11	-3.614.989,59 €	6.771.817,04 €	6,7500%	4.885.013,8264 €	1.886.803,2115 €	23.067.626,3445 €
12	-10.386.806,63 €	6.771.817,04 €	6,7500%	5.214.752,2597 €	1.557.064,7783 €	17.852.874,0848 €
13	-17.158.623,66 €	6.771.817,04 €	6,7500%	5.566.748,0372 €	1.205.069,0007 €	12.286.126,0477 €
14	-23.930.440,70 €	6.771.817,04 €	6,7500%	5.942.503,5297 €	829.313,5082 €	6.343.622,5180 €
15	-30.702.257,74 €	6.771.817,04 €	6,7500%	6.343.622,5180 €	428.194,5200 €	0,0000 €



12.

Apéndice 3:

Cálculos detallado

de los diferentes

ahorros

Datos financieros	IPC	2,50%
	Incremento	1,40%
Precio Mercado energía eléctrica	83,11 € MWh	Incluyendo primas, por energía reactiva, cumplimiento por huecos de tensión,etc
Se financia un 80% del total del proyecto y el resto no se financia	73,11 € MWh	Según BOE 667/2007
Calculo de la Amortización		
Gastos de instalación	78.328.707,93 €	
Apalancamiento	80%	
Línea de crédito	62.662.966,35 €	
Gastos de inversión iniciales	15.665.741,59 €	
Vida del crédito (años)	15	
Euribor medio 2012	1,2165%	Media del 2012
Tipo de interés adicional	2%	

Según prima de riesgo

4,7500%

Año	Principal	Cuota	tipo	Amortización	Interés	Pendiente
1	62.662.966,35 €	5.331.602,59 €	3,2165%	3.316.048.281 €	2.015.554.312 €	59.346.918.065 €
2	57.331.363,75 €	5.331.602,59 €	3,2165%	3.422.708.974 €	1.908.893.619 €	55.924.209.0924 €
3	51.999.761,16 €	5.331.602,59 €	3,2165%	3.532.800.4083 €	1.798.802.1855 €	52.391.408.6841 €
4	46.668.158,57 €	5.331.602,59 €	3,2165%	3.646.432.9334 €	1.685.169.6603 €	48.744.975.7507 €
5	41.336.555,97 €	5.331.602,59 €	3,2165%	3.763.720.4487 €	1.567.882.1450 €	44.981.255.3020 €
6	36.004.953,38 €	5.331.602,59 €	3,2165%	3.884.780.5169 €	1.446.822.0768 €	41.096.474.7851 €
7	30.673.350,79 €	5.331.602,59 €	3,2165%	4.009.734.4823 €	1.321.868.1115 €	37.086.740.3028 €
8	25.341.748,19 €	5.331.602,59 €	3,2165%	4.138.707.5919 €	1.192.895.0018 €	32.948.032.7109 €
9	20.010.145,60 €	5.331.602,59 €	3,2165%	4.271.829.1216 €	1.059.773.4721 €	28.676.203.5894 €
10	14.678.543,00 €	5.331.602,59 €	3,2165%	4.409.232.5053 €	922.370.0885 €	24.266.971.0841 €
11	9.346.940,41 €	5.331.602,59 €	3,2165%	4.551.955.4688 €	780.947.1240 €	19.715.915.6134 €
12	4.015.337,82 €	5.331.602,59 €	3,2165%	4.697.440.1680 €	634.162.4258 €	15.018.475.4473 €
13	-1.316.264,78 €	5.331.602,59 €	3,2165%	4.848.533.3310 €	483.069.2628 €	10.169.942.1163 €
14	-6.647.867,37 €	5.331.602,59 €	3,2165%	5.004.486.4056 €	327.116.1882 €	5.165.455.7108 €
15	-11.979.469,96 €	5.331.602,59 €	3,2165%	5.165.455.7108 €	166.146.8829 €	0,0000 €

Año	Principal	Cuota	tipo	Amortización	Interés	Pendiente
1	62.662.966,35 €	6.771.817,04 €	6,7500%	2.542.066.8094 €	4.229.750.2285 €	60.120.899.5382 €
2	57.331.363,75 €	6.771.817,04 €	6,7500%	2.713.656.3191 €	4.058.160.7188 €	57.407.243.2192 €
3	50.559.546,72 €	6.771.817,04 €	6,7500%	2.896.828.1206 €	3.874.988.9173 €	54.510.415.0985 €
4	43.787.729,68 €	6.771.817,04 €	6,7500%	3.092.364.0188 €	3.679.453.0192 €	51.418.051.0798 €
5	37.015.912,64 €	6.771.817,04 €	6,7500%	3.301.098.5900 €	3.470.718.4479 €	48.116.952.4897 €
6	30.244.095,60 €	6.771.817,04 €	6,7500%	3.523.922.7449 €	3.247.894.2931 €	44.593.029.7449 €
7	23.472.278,56 €	6.771.817,04 €	6,7500%	3.761.787.5301 €	3.010.029.5078 €	40.831.242.2147 €
8	16.700.461,53 €	6.771.817,04 €	6,7500%	4.015.708.1884 €	2.756.108.8495 €	36.815.534.0263 €
9	9.928.644,49 €	6.771.817,04 €	6,7500%	4.286.768.4911 €	2.485.048.5468 €	32.528.765.5352 €
10	0,00 €	6.771.817,04 €	6,7500%	4.576.125.3643 €	2.195.691.6736 €	27.952.640.1709 €
11	0,00 €	6.771.817,04 €	6,7500%	4.885.013.8264 €	1.886.803.2115 €	23.067.626.3445 €
12	0,00 €	6.771.817,04 €	6,7500%	5.214.752.2597 €	1.557.064.7783 €	17.852.874.0848 €
13	-17.158.623,66 €	6.771.817,04 €	6,7500%	5.566.748.0372 €	1.205.069.0007 €	12.286.126.0477 €
14	-23.930.440,70 €	6.771.817,04 €	6,7500%	5.942.503.5297 €	829.313.5082 €	6.343.622.5180 €
15	-30.702.257,74 €	6.771.817,04 €	6,7500%	6.343.622.5180 €	428.194.5200 €	0,0000 €

K=3,2165%

Column1	Column2	Column3	Column4	Column5	Column6	Column7	Column8	Column9	Column10	Column11	Column12	Column13	Column14	Column15	Column16	Column17	Column18	Column19	Column20	Column21
Concepto/año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Costes del parque	8.453.948,17 €	8.996.031,35 €	8.620.106,77 €	8.670.749,32 €	8.722.911,15 €	8.663.005,31 €	8.714.688,81 €	8.767.914,90 €	8.822.729,61 €	8.879.180,32 €	8.937.315,86 €	8.997.186,47 €	9.058.843,94 €	9.122.341,57 €	9.187.734,24 €	9.255.078,51 €	9.324.432,57 €	4.230.400,69 €	4.309.300,15 €	4.390.566,58 €
Gastos de establecimientos promoción	150.000,00 €	150.000,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Gastos primer establecimiento de Gestion	405.077,38 €	945.180,55 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Gastos promotor 20% que no se financia	7.832.870,79 €	7.832.870,79 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Impuesto Actividades económicas(AE)	0,00 €	0,00 €	64.350,00 €	64.350,00 €	64.350,00 €	64.350,00 €	64.350,00 €	64.350,00 €	64.350,00 €	64.350,00 €	64.350,00 €	64.350,00 €	64.350,00 €	64.350,00 €	64.350,00 €	64.350,00 €	64.350,00 €	64.350,00 €	64.350,00 €	64.350,00 €
Impuesto bienes inmuebles (IBI)	0,00 €	0,00 €	13.000,00 €	13.000,00 €	13.000,00 €	13.000,00 €	13.000,00 €	13.000,00 €	13.000,00 €	13.000,00 €	13.000,00 €	13.000,00 €	13.000,00 €	13.000,00 €	13.000,00 €	13.000,00 €	13.000,00 €	13.000,00 €	13.000,00 €	13.000,00 €
Personal y mantenimiento	0,00 €	0,00 €	1.618.065,77 €	1.666.607,75 €	1.716.605,98 €	1.768.104,16 €	1.821.147,28 €	1.875.781,70 €	1.932.055,15 €	1.990.016,81 €	2.049.717,31 €	2.111.208,83 €	2.174.545,09 €	2.239.781,45 €	2.306.974,89 €	2.376.184,14 €	2.447.469,66 €	2.520.893,75 €	2.596.520,56 €	2.674.416,18 €
Gastos financieros	0,00 €	0,00 €	2.015.554,31 €	1.908.893,62 €	1.798.802,19 €	1.685.169,66 €	1.567.882,15 €	1.446.822,08 €	1.321.868,11 €	1.192.895,00 €	1.059.773,47 €	922.370,09 €	780.547,12 €	634.162,43 €	483.069,26 €	327.116,19 €	166.146,88 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Amortización préstamo	0,00 €	0,00 €	3.316.048,28 €	3.422.708,97 €	3.532.800,41 €	3.646.432,93 €	3.763.720,45 €	3.884.780,52 €	4.009.734,48 €	4.138.707,59 €	4.271.829,12 €	4.409.232,51 €	4.551.055,47 €	4.697.440,17 €	4.848.533,33 €	5.004.486,41 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Cuota de sostenibilidad 2% del PEM	0,00 €	0,00 €	1.523.069,00 €	1.523.069,00 €	1.523.069,00 €	1.523.069,00 €	1.523.069,00 €	1.523.069,00 €	1.523.069,00 €	1.523.069,00 €	1.523.069,00 €	1.523.069,00 €	1.523.069,00 €	1.523.069,00 €	1.523.069,00 €	1.523.069,00 €	1.523.069,00 €	1.523.069,00 €	1.523.069,00 €	1.523.069,00 €
Ocupación de terrenos	66.000,00 €	67.980,00 €	70.019,40 €	72.119,98 €	74.283,58 €	76.512,09 €	78.807,45 €	81.171,68 €	83.606,83 €	86.115,03 €	88.698,48 €	91.359,44 €	94.100,22 €	96.923,23 €	99.830,92 €	102.825,85 €	105.910,62 €	109.087,94 €	112.360,58 €	115.731,40 €
compra de máquinas	0,00 €	0,00 €	62.662.966,35 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Amortización de inversión	0,00 €	0,00 €	5.331.602,59 €	5.331.602,59 €	5.331.602,59 €	5.331.602,59 €	5.331.602,59 €	5.331.602,59 €	5.331.602,59 €	5.331.602,59 €	5.331.602,59 €	5.331.602,59 €	5.331.602,59 €	5.331.602,59 €	5.331.602,59 €	5.331.602,59 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Ingresos	0,00 €	0,00 €	24.306.848,76 €	24.306.848,76 €	24.306.848,76 €	24.306.848,76 €	24.306.848,76 €	24.306.848,76 €	24.306.848,76 €	24.306.848,76 €	24.306.848,76 €	24.306.848,76 €	24.306.848,76 €	24.306.848,76 €	24.306.848,76 €	24.306.848,76 €	24.306.848,76 €	24.306.848,76 €	24.306.848,76 €	24.306.848,76 €
Cobros	0,00 €	0,00 €	86.969.815,11 €	24.306.848,76 €	24.306.848,76 €	24.306.848,76 €	24.306.848,76 €	24.306.848,76 €	24.306.848,76 €	24.306.848,76 €	24.306.848,76 €	24.306.848,76 €	24.306.848,76 €	24.306.848,76 €	24.306.848,76 €	24.306.848,76 €	24.306.848,76 €	24.306.848,76 €	24.306.848,76 €	24.306.848,76 €
Cobro préstamo	0,00 €	0,00 €	62.662.966,35 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Cobro Facturas	0,00 €	0,00 €	24.306.848,76 €	24.306.848,76 €	24.306.848,76 €	24.306.848,76 €	24.306.848,76 €	24.306.848,76 €	24.306.848,76 €	24.306.848,76 €	24.306.848,76 €	24.306.848,76 €	24.306.848,76 €	24.306.848,76 €	24.306.848,76 €	24.306.848,76 €	24.306.848,76 €	24.306.848,76 €	24.306.848,76 €	24.306.848,76 €
Beneficio Bruto	-8.453.948,17 €	-8.996.031,35 €	15.686.742,00 €	15.686.099,44 €	15.583.937,61 €	15.643.843,45 €	15.592.159,95 €	15.538.933,86 €	15.484.119,16 €	15.427.688,44 €	15.369.532,91 €	15.309.662,29 €	15.248.004,82 €	15.184.507,20 €	15.119.114,52 €	15.051.177,02 €	14.982.416,19 €	14.841.519,26 €	14.706.448,07 €	14.567.548,62 €
Beneficio Bruto acumulado	-8.453.948,17 €	-17.449.979,52 €	-1.763.237,52 €	13.872.861,92 €	29.456.799,53 €	45.100.642,98 €	60.692.802,93 €	76.231.736,80 €	91.715.855,96 €	107.143.524,40 €	122.513.057,31 €	137.822.719,60 €	153.070.724,42 €	168.253.21,62 €	183.374.346,14 €	198.426.116,40 €	213.408.532,59 €	233.484.980,66 €	253.482.529,28 €	273.398.811,47 €
Impuestos sociedades (35%)	0,00 €	0,00 €	5.490.359,70 €	5.472.634,81 €	5.454.378,16 €	5.475.345,21 €	5.457.255,98 €	5.438.626,85 €	5.419.441,71 €	5.399.683,96 €	5.379.336,52 €	5.358.381,80 €	5.336.801,69 €	5.314.577,52 €	5.291.690,08 €	5.268.119,59 €	5.243.845,67 €	5.219.582,25 €	5.195.324,44 €	5.171.066,25 €
Beneficio neto	-8.453.948,17 €	-8.996.031,35 €	10.196.382,30 €	10.161.464,64 €	10.126.781,79 €	10.100.559,45 €	10.074.984,49 €	10.047.984,49 €	10.017.984,49 €	9.990.196,39 €	9.961.280,47 €	9.931.203,13 €	9.899.929,68 €	9.872.424,44 €	9.845.650,62 €	9.818.570,52 €	9.791.582,52 €	9.764.582,52 €	9.737.582,52 €	9.710.582,52 €
Costes de las desaladoras	65 Mw		87.224.992,26 €	87.224.992,26 €	87.224.992,26 €	87.224.992,26 €	87.224.992,26 €	87.224.992,26 €	87.224.992,26 €	87.224.992,26 €	87.224.992,26 €	87.224.992,26 €	87.224.992,26 €	87.224.992,26 €	87.224.992,26 €	87.224.992,26 €	87.224.992,26 €	87.224.992,26 €	87.224.992,26 €	87.224.992,26 €
Ahorro			77.028.609,96 €	77.061.527,62 €	77.095.432,81 €	77.129.348,04 €	77.163.263,27 €	77.197.178,50 €	77.231.093,73 €	77.264.999,96 €	77.298.916,19 €	77.332.832,42 €	77.366.748,65 €	77.400.664,88 €	77.434.581,11 €	77.468.497,34 €	77.502.413,57 €	77.536.329,80 €	77.570.246,03 €	77.604.162,26 €
Costes de las desaladoras	30 Mw		10.621.163,77 €	10.613.125,60 €	10.605.087,43 €	10.597.049,26 €	10.589.011,09 €	10.580.972,92 €	10.572.934,75 €	10.564.896,58 €	10.556.858,41 €	10.548.820,24 €	10.540.782,07 €	10.532.743,90 €	10.524.705,73 €	10.516.667,56 €	10.508.629,39 €	10.500.591,22 €	10.492.552,05 €	10.484.513,88 €
Ahorro			25.338 €	25.338 €	25.338 €	25.338 €	25.338 €	25.338 €	25.338 €	25.338 €	25.338 €	25.338 €	25.338 €	25.338 €	25.338 €	25.338 €	25.338 €	25.338 €	25.338 €	25.338 €
Costes de las desaladoras	15 Mw		20.128.844,37 €	20.128.844,37 €	20.128.844,37 €	20.128.844,37 €	20.128.844,37 €	20.128.844,37 €	20.128.844,37 €	20.128.844,37 €	20.128.844,37 €	20.128.844,37 €	20.128.844,37 €	20.128.844,37 €	20.128.844,37 €	20.128.844,37 €	20.128.844,37 €	20.128.844,37 €	20.128.844,37 €	20.128.844,37 €
Ahorro			9.962.402,07 €	9.965.379,73 €	9.995.894,22 €	9.996.346,12 €	9.993.940,40 €	10.028.537,36 €	10.064.166,91 €	10.100.859,88 €	10.138.647,98 €	10.177.563,88 €	10.217.641,23 €	10.258.914,69 €	10.301.419,93 €	10.345.193,10 €	10.390.273,84 €	10.435.358,58 €	10.480.443,32 €	10.525.528,06 €
Costes de las desaladoras	10 Mw		13.419.229,58 €	13.419.229,58 €	13.419.229,58 €	13.419.229,58 €	13.419.229,58 €	13.419.229,58 €	13.419.229,58 €	13.419.229,58 €	13.419.229,58 €	13.419.229,58 €	13.419.229,58 €	13.419.229,58 €	13.419.229,58 €	13.419.229,58 €	13.419.229,58 €	13.419.229,58 €	13.419.229,58 €	13.419.229,58 €
Ahorro			3.222.847,28 €	3.225.764,94 €	3.289.670,13 €	3.289.670,13 €	3.289.670,13 €	3.289.670,13 €	3.289.670,13 €	3.289.670,13 €	3.289.670,13 €	3.289.670,13 €	3.289.670,13 €	3.289.670,13 €	3.289.670,13 €	3.289.670,13 €	3.289.670,13 €	3.289.670,13 €	3.289.670,13 €	3.289.670,13 €
			75,98%	75,98%	75,98%	75,98%	75,98%	75,98%	75,98%	75,98%	75,98%	75,98%	75,98%	75,98%	75,98%	75,98%	75,98%	75,98%	75,98%	75,98%

K=7%

